

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Energía. Mención de Energía
Renovables

Análisis técnico y económico de la influencia de la
infraestructura de evacuación eléctrica en la
viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

Autor: Francisco Javier Martínez García

Tutores: Jose María Delgado Sánchez e Isidoro Lillo Bravo

Dpto. Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Energía

Análisis técnico y económico de la influencia de la infraestructura de evacuación eléctrica en la viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

Autor:

Francisco Javier Martínez García

Tutores:

Jose María Delgado Sánchez (Profesor Ayudante Doctor)

Isidoro Lillo Bravo (Profesor Titular)

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Carrera: Análisis técnico y económico de la influencia de la infraestructura de evacuación eléctrica en la viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

Autor: Francisco Javier Martínez García

Tutores: Jose María Delgado Sánchez e Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia y amigos.

A mis maestros.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido posible gracias a los profesores, por estar siempre dispuestos a resolver cualquier duda y anteponer nuestra enseñanza incluso en una pandemia mundial. En especial, gracias a Jose María e Isidoro, mis tutores de trabajo de fin de carrera, por dedicarme tanto tiempo y ayudarme tanto a hacer posible este proyecto.

Y por supuesto, al apoyo incondicional de mi familia.

Francisco Javier Martínez García.

Sevilla, 2021.

Resumen

En el presente trabajo de fin de grado se realizará análisis técnico y económico de la influencia de la infraestructura de evacuación eléctrica en la viabilidad de las plantas fotovoltaicas. Para ello se diseñará dos tipos de escenarios en los cuales se pueda ver la diferencia que hay en función de la potencia a querer producir y evacuar a un punto de conexión de red de transporte o distribución. Basandonos en la normativa tanto de diseño como para solicitar acceso y conexión a la red.

Se analizará la comparación para la producción y evacuación de 200 MWp y 50 MWp, para todas las instalaciones que influyen en esto, tanto parque fotovoltaico, subestación y línea eléctrica de alta tensión. Analizando tanto las instalaciones individualmente como el conjunto de estas y como influye el punto de acceso al diseño y coste.

Abstract

In this final degree project, technical and economic analysis of the influence of the electrical evacuation infrastructure on the viability of photovoltaic plants will be carried out. For this, two types of scenarios will be designed in which the difference that exists depending on the power to be produced and evacuated a transmission or distribution network connection point can be seen. Based on the regulations both for design and for requesting access and connection to the network.

The comparison for the production and evacuation of 200 MWp and 50 MWp will be analyzed, for all those that influence this, both photovoltaic park, substation and high voltage power line. Analyzing both the facilities individually and as a whole and how the access point influences the design and cost.

Agradecimientos	x
Resumen	xii
Abstract	xiv
Índice	xv
Índice de Tablas	xviii
Índice de Figuras	xxii
Notación	xxiv
1 Objeto	1
2 Introducción	3
3 Diseño técnico parques fotovoltaicos	4
3.1. <i>Producción eléctrica</i>	4
3.2. <i>Instalaciones eléctricas</i>	4
3.3. <i>Instalaciones fotovoltaicas</i>	5
3.4. <i>Obra civil</i>	5
3.5. <i>Instalaciones de BT. Generadores de BT</i>	5
3.6. <i>Seguridad y salud</i>	5
3.7. <i>Normativa ambiental</i>	6
3.8. <i>Otras normativas de obligado cumplimiento</i>	6
4 Diseño técnico parques fotovoltaicos	7
4.1. <i>Introducción</i>	7
4.1.1 Panel solar	7
4.1.2 Estructura soporte o tracker	7
4.1.3 Inversor	8
4.2. <i>Campo fotovoltaico</i>	9
4.2.4 Generador fotovoltaico (módulo solar)	11
4.2.5 Estructuras soporte de los módulos	12
4.2.6 Descripción de los inversores	13
4.2.7 Centros de transformación	14
4.3. <i>Sistema eléctrico</i>	15
4.3.1 Sistema de corriente continua BT	15
4.3.2 Sistema de corriente alterna BT	15
4.3.3 Sistema de corriente alterna MT	16
4.4. <i>Cálculos energéticos</i>	17
4.4.1 Cálculo del número paneles del string	17
4.4.2 Cálculo del número máximo de series de entrada al inversor	18
4.5. <i>Cálculos eléctricos</i>	19
4.5.1 Cálculo de cables de baja tensión	19
4.5.2 Cálculo de cortocircuitos	22
4.5.3 Cálculo de cables de media tensión	24
4.6. <i>Protecciones</i>	27

4.6.1	Corriente continua	27
4.6.2	Corriente alterna	27
4.7.	<i>Descripción del Sistema de puesta a tierra</i>	27
5	Diseño técnico subestaciones	29
5.1.	<i>Introducción.</i>	29
5.2.	<i>Características y configuración</i>	30
5.2.1	Subestación 200 MW 220/30 kV	30
5.2.2	Subestación 50 MW 66/30 kV	31
5.3.	<i>Parámetros de diseño</i>	33
5.3.1	Magnitudes eléctricas	33
5.3.2	Distancias	34
5.3.3	Características técnicas de los componentes del parque	34
5.4.	<i>Cálculo de conductores</i>	44
5.4.1	Capacidad de corriente en los conductores desnudos	44
5.4.2	Capacidad de corriente en los conductores aislados	49
5.5.	<i>Sistema de protección y control</i>	59
5.5.1	Criterios básicos	59
5.5.2	Disposición	59
5.6.	<i>Sistema de puesta a tierra</i>	62
5.6.1	Criterios básicos de la red de tierras inferiores	62
5.6.2	Instrucciones generales de puesta a tierra inferior	62
5.6.3	Criterios básicos de la red de tierras superiores	63
6	Presupuesto	64
6.1.	<i>Parque 200 MWp</i>	64
6.2.	<i>Parque 50 MWp</i>	67
6.3.	<i>Subestación 200 MW</i>	70
6.4.	<i>Subestación 50 MW</i>	73
6.5.	<i>Línea 220 kV (15 km)</i>	76
6.6.	<i>Línea 66 kV (15 km)</i>	79
7	Análisis de costes	82
7.1.	<i>Costes parques fotovoltaicos</i>	82
7.2.	<i>Costes subestaciones</i>	85
7.3.	<i>Costes líneas</i>	87
8	Conclusiones	89
9	Bibliografía	xxiii

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4–1. Configuración Instalación 50 MWp y 200 MWp	10
Tabla 4–2. Características Generador Fotovoltaico	11
Tabla 4–3. Características Soporte de los Módulos	12
Tabla 4–4. Características Soporte de los Módulos	12
Tabla 4–5. Características Inversores	13
Tabla 4–6. Características Centros de Transformación	14
Tabla 4–7. Características Celdas de MT	15
Tabla 4–8. Características del sistema de corriente continua BT	15
Tabla 4–9. Características del sistema de corriente alterna BT	16
Tabla 4–10. Características del sistema de corriente alterna MT	16
Tabla 4–11. Datos Climatológicos	17
Tabla 4–12. Descripción de las Variables	20
Tabla 4–13. Características Conductor CC-BT	20
Tabla 4–14. Características Conductor AC-BT	20
Tabla 4–15. Factores de Corrección BT-CC	21
Tabla 4–16. Factores de Corrección BT-CA	21
Tabla 4–17. UNE 20460-90/4-43	22
Tabla 4–18. Valores típicos de relaciones para distintas ubicaciones de falla	23
Tabla 4–19. Descripción de las Variables	25
Tabla 4–20. Circuitos de Media Tensión para 50MWp	25
Tabla 4–21. Circuitos de Media Tensión para 200MWp	25
Tabla 4–22. Condiciones de Servicio	25
Tabla 4–23. Factores de Corrección MT	26
Tabla 4–24. Circuitos de Media Tensión	27
Tabla 5–1. Posiciones del parque de 220 kV	31
Tabla 5–2. Posiciones del Módulo 1 de celdas de M.T.	31
Tabla 5–3. Posiciones del Módulo 1 de celdas de M.T.	31
Tabla 5–4. Posiciones del parque de 66 kV	32
Tabla 5–5. Posiciones del Módulo 1 de celdas de M.T.	32
Tabla 5–6. Posiciones de AT.	33
Tabla 5–7. Posiciones de MT.	33
Tabla 5–8. Resumen de tensiones y distancias de aislamiento	34
Tabla 5–9. Características Interruptor	35
Tabla 5–10. Características Seccionador	35

Tabla 5–11. Características Transformador de Intensidad	36
Tabla 5–12. Características Transformador de Tensión	36
Tabla 5–13. Características Autoválvulas	36
Tabla 5–14. Características Transformador 220/30 kV	37
Tabla 5–15. Características Transformador 66/30 kV	38
Tabla 5–16. Características Reactancia de Puesta a Tierra	39
Tabla 5–17. Características Batería de Condensadores	39
Tabla 5–18. Características Interruptores 30 kV	41
Tabla 5–19. Características Seccionadores 30 kV	41
Tabla 5–20. Características Transformadores de Intensidad 30 kV	42
Tabla 5–21. Características Transformadores de Intensidad 30 kV	43
Tabla 5–22. Características Transformadores de Tensión 30 kV	44
Tabla 5–23. Características Conductor Arbutus	44
Tabla 5–24. Características Conductor 6063-T6	46
Tabla 5–25. Características Conductor Arbutus	47
Tabla 5–26. Características Pletina de Cobre	49
Tabla 5–27. Características Conductor de Celda de Transformador	50
Tabla 5–28. Características Instalación	50
Tabla 5–29. Características Conductor de Reactancias de Puesta a Tierra	51
Tabla 5–30. Características Instalación	51
Tabla 5–31. Características Conductor de Banco de Condensadores	52
Tabla 5–32. Características Instalación	52
Tabla 5–33. Características Conductor de Servicios Auxiliares	53
Tabla 5–34. Características Instalación	53
Tabla 5–35. Características Conductor de Celda de Transformador	54
Tabla 5–36. Características Instalación	54
Tabla 5–37. Características Conductor de Reactancias de Puesta a Tierra	55
Tabla 5–38. Características Instalación	56
Tabla 5–39. Características Conductor de Banco de Condensadores	57
Tabla 5–40. Características Instalación	57
Tabla 5–41. Características Conductor de Servicios Auxiliares	58
Tabla 5–42. Características Instalación	58
Tabla 6–1. Presupuesto Parque Fotovoltaico 200 MWp	64
Tabla 6–2. Presupuesto Parque Fotovoltaico 50 MWp	67
Tabla 6–3. Presupuesto Subestación 200 MW	70
Tabla 6–4. Presupuesto Subestación 50 MW	73
Tabla 6–5. Presupuesto Línea 220 kV	76
Tabla 6–6. Presupuesto Línea 66 kV	79
Tabla 7–1. Tabla comparativa costes Parque Fotovoltaicos	82

Tabla 7–2. Tabla comparativa costes Subestaciones	85
Tabla 7–3. Tabla comparativa costes Líneas	87
Tabla 8–1. Tabla comparativa costes conjunto de instalaciones	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Ejemplo de SE 400/220 kV	30
Ilustración 2. Porcentajes coste aprovisionamiento Parques Fotovoltaicos	84
Ilustración 3. Porcentajes coste total Parques Fotovoltaicos	84
Ilustración 4. Porcentajes coste total Subestaciones	85
Ilustración 5. Porcentajes coste total Líneas Aéreas Alta Tensión	88
Ilustración 6. Porcentajes coste total conjunto de instalaciones	90

Notación

AC	Alternating Current
AIS	Air Insulated Switchgear
AT	Alta Tensión
BC	Banco Condensadores
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CIF	Cost, Insurance and Freight
CT	Centro de Transformación
DAP	Delivered At Place
DC	Direct Current
FV	Central Solar Fotovoltaica.
GIS	Gas Insulated Switchgear
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MT	Media Tensión
ONAF	Oil Natural Air Forced
ONAN	Oil Natural Air Natural
PAT	Puesta a Tierra
SE	Subestación Eléctrica
SSAA	Servicios Auxiliares
STC	Standar Test Condition
TONC	Nominal Operating Cell Temperature
TRP	Transformador de Potencia
TSA	Transformador de Servicios Auxiliares

1 OBJETO

Para ello el objeto principal de este proyecto es el análisis técnico de la influencia de la infraestructura de evacuación eléctrica en la viabilidad de las plantas fotovoltaicas. Se estudiará así el diseño, componentes necesarios y cálculo energético de la evacuación eléctrica necesaria para la conexión a red en dos casos típicos: una planta fotovoltaica de 50 MWp y 200 MWp. Adicionalmente, se presentará una estimación básica del impacto económico que dichas soluciones técnicas tienen en la viabilidad del proyecto.

2 INTRODUCCIÓN

Hoy en día, en el ámbito energético, gracias al gran avance de la tecnología y el trabajo de la sociedad volcado a su evolución, disponemos de fuentes de energía que perfectamente pueden reemplazar las ya conocidas y que se llevan usando durante muchas décadas, como por ejemplo el carbón o el petróleo entre muchas otras. Aunque sea un concepto bastante básico y sencillo, cabe recordar que actualmente las fuentes de energía más usadas en el mundo son de origen no renovable, derivando en una situación donde el planeta se ve envuelto en un problema que afecta en mayor medida al medio ambiente, siguiendo por los distintos países que componen el mundo y llegando en último lugar a las personas. Si bien es cierto que existe un amplio abanico de fuentes de energía renovables con las que paliar en cierta medida este problema llamado cambio climático, este trabajo puede servir para aquel sujeto que esté interesado en el tema en darse cuenta de que el futuro de la producción energética del mundo pasa por el uso de dichas fuentes de energía renovables. El objetivo principal de este trabajo no es más que la visión de una de dichas fuentes de energía limpias y renovables que se ha desarrollado durante muchos años, más concretamente de las plantas solares fotovoltaicas. No obstante, nuestro punto de vista será más profundo, entrando en aspectos como la implantación de la planta, la producción de energía, evacuación de potencia en la subestación de conexión, etc.

Comencemos por entender que es y para qué sirve una planta solar fotovoltaica. Una planta solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la energía del sol para su transformación en energía eléctrica, a través de diversos elementos que componen el parque, los cuales detallaremos con más profundidad a lo largo de este proyecto. Dicha energía eléctrica, pasa a una red de distribución o transporte de energía eléctrica, según la situación, por medio de una línea de alta tensión que parte desde la subestación del parque hasta la subestación de la operadora de red en la que se trabaje.

Una subestación eléctrica no es más que la instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica, así reducir las pérdidas de potencia. Normalmente, como veremos con más detalle a continuación, el elemento principal de dicha instalación es el transformador, que cumple la función de elevar la tensión a la que se genera la energía eléctrica en el parque para así poder transportarla a través de la línea de alta tensión a la subestación de conexión.

La línea de alta tensión sirve para transportar dicha energía eléctrica a pequeñas o grandes distancias, pues la mayoría de las plantas solares fotovoltaicas se encuentran lejos del punto de conexión. Estas líneas serán de distribución o transporte en función al nudo de conexión para el cual. Para conectar una nueva instalación de generación a la red de transporte o distribución, o modificar las condiciones de instalaciones existentes, debes solicitar los permisos de acceso y conexión a Red Eléctrica o distribuidora correspondiente.

La implantación de la Planta Solar Fotovoltaica está enmarcada en varias parcelas y la instalación de cableado de media tensión se ejecuta enterrada e interconectando dichas parcelas. La Subestación, recibirá la energía producida por la planta de generación mediante líneas colectoras en 30 kV y elevará la tensión. En esta tensión se transportará la energía producida hasta la Subestación del punto de conexión.

Debido al auge de las energías renovables, y más concretamente a la explicada anteriormente, surge la necesidad de desarrollar una ingeniería específica que se centre en la infraestructura de evacuación de las instalaciones de generación de energías renovables que se enmarcan en el presente proyecto.

3 DISEÑO TÉCNICO PARQUES FOTOVOLTAICOS

3.1. Producción eléctrica

- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica;
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica;
- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico;
- Real Decreto 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético;
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (Orden 12 de abril de 1999) y Procedimientos Técnicos (Resolución de 12 de febrero de 2004 de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa);
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

3.2. Instalaciones eléctricas

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico;
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico;
- Real Decreto 842/2002, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 y Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba la instrucción técnica complementaria ITC-BT 52;
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09;
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23;
- Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece las condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.
- Normas UNE, UNE-EN y IEC aplicables;
- Procedimientos de Operación de Red Eléctrica de España;

- Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.

3.3. Instalaciones fotovoltaicas

- Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Conectadas a Red del I.D.A.E. (julio 2011).

3.4. Obra civil

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación;
- Requisitos de Diseño Sísmico según Norma Española de Construcción Sismorresistente (NCSE-2002);
- Normas Básicas de la Edificación “NBE”, del ministerio de Obras Públicas y Urbanismo vigentes;
- Normas Tecnológicas de la Edificación “NTE”, del Ministerio de la Vivienda vigentes;
- Eurocódigos estructurales del Comité Europeo de Normalización;

3.5. Instalaciones de BT. Generadores de BT

- Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. REBT.
- Normas UNE y UNE-EN. Incluida UNE-EN-211435:5:2011 que sustituye a UNE-EN-21435:5:2007 en la que se basa el R.D. 842/2002.
- Normas e Instrucciones del M.I.

3.6. Seguridad y salud

- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Partes no derogadas;
- Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual;
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención;
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo;
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo;
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbar, para los trabajadores;
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual;
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo;

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción;
- Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención;
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico;
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la Prevención de Riesgos Laborales;
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales;
- Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas;
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido;
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención;
- Real Decreto 330/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.

3.7. Normativa ambiental

- Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental
- Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.

3.8. Otras normativas de obligado cumplimiento

- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-RAT 02 del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23;
- Serán de obligado cumplimiento las normas y especificaciones técnicas detalladas en la ITC-LAT 02 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09;
- Serán de obligado cumplimiento las normas de referencia detalladas en la ITCBT 02 del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51 (BOE 18.09.02) e ITC-BT 52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre);

4 DISEÑO TÉCNICO PARQUES FOTOVOLTAICOS

4.1. Introducción

4.1.1 Panel solar

El panel solar o generador fotovoltaico de una instalación fotovoltaica es el dispositivo encargado de transformar la radiación solar en electricidad. La vida útil de los paneles fotovoltaicos está entre los 25 y 30 años. Está constituido por una asociación serie-paralelo de células solares de silicio. El proceso de transformación del mineral puede dar lugar al silicio monocristalino o policristalino y, como consecuencia, a dos tipos de paneles solares.

4.1.1.1 Panel solar monocristalino

El silicio monocristalino es la tecnología mas antigua empleada para la creación de módulos fotovoltaicos. Ésta se obtiene a partir de celdas de un único cristal de silicio puro por lo que cuenta con una compleja fabricación y un alto coste. Su rendimiento máximo es de 24,7% en laboratorio y 20% en paneles comercializados.

El proceso de calentamiento de los módulos monocristalinos es lento por lo que tienen menos resistencia a sobrecalentamientos. Esto, sumado a su alto rendimiento, hace que se recomiende su utilización en zonas de climas fríos con tendencias a tormentas o nieblas.

4.1.1.2 Panel solar policristalino.

La tecnología del módulo policristalino es la más actual. Las celdas se elaboran en bloque a partir de varios cristales por lo que su fabricación es más rápida y barata que en el caso de los módulos monocristalinos. Cuentan con menor eficiencia, concretamente de 19.8% en laboratorio y 14% en módulos comerciales. Esta característica se contrarresta con una alta capacidad de calentamiento de la célula lo que aporta una mayor resistencia al sobrecalentamiento. Gracias a estas dos características es más común la instalación de estos paneles en zonas de climas cálidos. Son de un color más claro que los paneles solares monocristalinos por lo que pueden diferenciarse de estos a simple vista.

4.1.2 Estructura soporte o tracker

En las grandes plantas fotovoltaicas, se emplean los llamados trackers o estructuras soporte. En ellos se instalan varios strings de módulos fotovoltaicos, es decir, varios conjuntos de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Su función es maximizar la producción de electricidad de la instalación solar fotovoltaica mejorando el ángulo de incidencia del sol en los módulos fotovoltaicos.

Tanto el número de strings por tracker como de módulos que componen el string dependerá del tipo de módulo o de tracker empleado. También dependerá de la capacidad de la planta fotovoltaica.

Los tracker pueden ser de los siguientes tipos:

4.1.2.1 Fijo

Como su propio nombre indica, se trata de una estructura fija sujeta al suelo en la que los módulos fotovoltaicos se encuentran siempre con la misma inclinación. Esta es la menos eficiente y suele ser empleada en zonas con pendientes y con orientación optima como, por ejemplo, laderas de montañas o tejados inclinados.

4.1.2.2 Seguidor solar en un eje

Este seguidor cuenta con el movimiento sobre un solo eje. Por ejemplo, en paneles alineados norte - sur, este tipo de seguidor permite al panel moverse de este a oeste. De esta forma siguen al sol desde la salida hasta el

ocaso. Esta tecnología presenta un menor coste y mayor simplicidad de construcción e instalación que el caso de los seguidores solares en dos ejes, pero realizan un seguimiento solar menos preciso, captando así menos energía.

4.1.2.3 Seguidor solar en dos ejes

Este tipo de seguidores cuenta con dos ejes que permite el movimiento de los paneles en dos direcciones: norte-sur y este-oeste. Este tipo de tecnología está diseñado para maximizar la eficiencia de la instalación todo el año ya que pueden variar la orientación según la estación del año y la posición del sol durante el día. Como consecuencia, cuentan con un seguimiento solar más preciso que los de un eje y, por tanto, un coste más elevado.

4.1.3 Inversor

Los módulos fotovoltaicos producen electricidad como corriente continua. Los inversores son los encargados de transformar esta corriente continua en corriente alterna, apta para el consumo. La tecnología del inversor varía si se trata de una instalación con conexión a red o aislada.

En las instalaciones aisladas, es decir, las que emplean baterías para el almacenamiento de la energía, están diseñados para una tensión de entrada específica llamada tensión de entrada nominal en intensidad continua. Esta puede optar valores de 12, 24 y 48 V. La tensión de salida normalmente es de 230 V en intensidad alterna con 50 Hz de frecuencia y potencias de entre 700 y 4500 W.

En las instalaciones con conexión a red, los inversores están diseñados para un amplio rango de tensiones de entrada. Además, es obligatorio que dispongan de otras funciones como seguimiento del punto de máxima potencia, autoprotecciones de tensión, frecuencia y de funcionamiento en isla e incluso de transformación de aislamiento en la mayoría de los casos.

A menudo, en las instalaciones con conexión a red, los inversores suelen ir acompañados de centros de transformación para mejorar la conversión CC/CA. Estos centros de transformación son los encargados de adaptar la energía a las condiciones de intensidad y voltaje aptos para ser transportada.

Por otro lado, en grandes plantas fotovoltaicas, se distinguen varios tipos de inversores:

4.1.3.1 Inversor central

Este tipo de inversor tiene como entrada un gran número de Strings. Estos son de gran potencia, eficiencia, simplicidad y bajo coste, pero es más complicado de identificar cualquier fallo técnico de la implantación, produciendo así más pérdidas en caso de incidencias. Por este motivo, necesitan elementos extras de protección evitando en la medida de lo posible este tipo de inconvenientes. También pueden emplearse cajas de string equipadas con protecciones eléctricas encargadas de recoger varios strings antes de conectarlo al inversor.

4.1.3.2 Inversores string o multistring

Se trata de inversores con una única entrada para un string (o varias en el caso de multistring). Permiten su utilización en implantaciones con módulos de distintas orientaciones o con complicaciones de sombreado ya que el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) es independiente para cada string. Cuenta con un precio mas elevado.

4.2. Campo fotovoltaico

El parque fotovoltaico estará situado en Sevilla, en un conjunto de parcelas suponiendo que no hay ningún tipo de afección además de una superficie con una inclinación la cual no se necesitará un estudio de movimientos de tierras. Estará diseñado con una configuración inversor central, principalmente para reducir el número de inversores ya que es uno de los elementos de mayor coste.

Se diseñarán dos plantas, una de 200 MWp y otra de 50 MWp, con una potencia nominal de 190 MW y 47,5 MW respectivamente. Estará constituida básicamente por los siguientes elementos:

- Obra Civil de la instalación y vallado perimetral.
- Módulos fotovoltaicos.
- Estructuras metálicas soporte.
- Inversores de energía.
- Centros de transformación de tensión.
- Cableado con aislamiento para CC y CA (BT y MT).
- Sistema de puesta a tierra.
- Sistema de consumos auxiliares.
- Sistema de monitorización, medida y acceso web.
- Sistema de vigilancia perimetral.
- Edificio de control y almacén.
- Línea aérea de media tensión 30 kV interior

En la instalación fotovoltaica, los módulos fotovoltaicos quedan asociados formando series (strings) hasta alcanzar la tensión de generación deseada en corriente continua. Las series se asocian en paralelo hasta su llegada al inversor fotovoltaico, que acondiciona la energía eléctrica obtenida del campo de módulos en corriente alterna trifásica. Una vez convertida se elevará la tensión mediante transformadores de potencia en los denominados Centros de Transformación (CT), y se evacuará mediante circuitos de media tensión que irán interconectando los diferentes CT's hasta su llegada a la Subestación.

Las plantas de generación tendrán las siguientes configuraciones de potencia:

Tabla 4–1. Configuración Instalación 50 MWp y 200 MWp

DATOS GENERALES		
Potencia instalada (MWp)	50,00	200,00
Potencia nominal (MWn)	47,50	190,00
MÓDULOS - SERIES		
Potencia pico del módulo (Wp)	450	450
Modulos en serie	28 módulos	28 módulos
Nº series	3.968	15.873
Nº módulos (Ud)	111.104	444.444
Potencia instalada en módulos (Wp)	49.996.800	199.999.800
ESTRUCTURAS SOPORTE DE LOS MÓDULOS		
Tipo	Seguidor horizontal 2V	Seguidor horizontal 2V
Composición	3 strings de 28 módulos	3 strings de 28 módulos
Nº módulos por estructura	84	84
Potencia pico (Wp) por estructura	37.800	37.800
Nº Estructuras	1.323	5.291
INVERSOR		
Potencia nominal @25°C / 50°C (kW)	2.255 / 2.180	3.800 / 3.670
Número de inversores (Ud)	21	50
Potencia total en inversores @25°C (Wn)	47.355.000	190.000.000
Potencia total en inversores @50°C (Wn)	45.780.000	183.500.000
TRANSFORMADOR		
Potencia nominal @50°C (kVA)	2.180	3.670
Número de transformadores	21	50
Potencia total en transformadores @50°C(VA)	45.780.000	183.500.000
LÍNEA SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN CORRIENTE CONTINUA		
Tipo de instalación	Sobre Bandeja	Sobre Bandeja
Designación del conductor	H1Z2Z2-K EVA 1x6	H1Z2Z2-K EVA 1x6
LÍNEA SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN CORRIENTE ALTERNA		
Tipo de instalación	Directamente enterrada	Directamente enterrada
Designación del conductor	XZ1 (S) Al 1x300	XZ1 (S) Al 1x300
LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN		
Tipo de instalación	Directamente enterrada	Directamente enterrada
Designación del conductor	RH5Z1 AL 240mm²	RH5Z1 AL 400mm²
Número de conductores por fase	1 y 2	2 y 3
Tensión nominal (kV)	18/30	18/30

4.2.4 Generador fotovoltaico (módulo solar)

El módulo seleccionado es de la serie comercial LONGI SOLAR LR4-72HPH 450M. El módulo es de tipo Mono PERC con tecnología de media célula y alta eficiencia. Ver hoja de datos en Anexo 1.

Las características más importantes los módulos fotovoltaicos son las siguientes:

Tabla 4–2. Características Generador Fotovoltaico

Potencia pico (Pmax) STC	450 Wp
Tensión a circuito abierto (Uoc) STC	49,3 V
Corriente de cortocircuito (Isc) STC	11,60 A
Tensión a máxima potencia (Ump) STC	41,5 V
Corriente a máxima potencia (Imp) STC	10,85 A
Tensión máxima del sistema	1500 Vdc
Eficiencia	20,7 %
Coefficiente de Tª de Isc STC	+0,048 %/°C
Coefficiente de Tª de Uoc STC	-0,270 %/°C
Coefficiente de Tª de Pmax STC	0,350 %/°C
TONC	45±2 °C
Temperatura de operación	-40 °C~+85 °C
Tolerancia en la potencia de salida	0~5 W
Tolerancia de Isc y Uoc	±3%
Estanqueidad de la caja de bornes	IP68
Dimensiones	2094 x 1038 x 35 mm
Peso	23,5 kg

4.2.5 Estructuras soporte de los módulos

La estructura soporte seleccionada es SOLTEC SF7 o similar. Ver hoja de datos en Anexo 2.

Las características más importantes de las estructuras soporte son las siguientes:

Tabla 4–3. Características Soporte de los Módulos

Tipo	Seguidor en un eje horizontal con filas independientes
Sistema de giro	Motor DC
Ángulo de giro	$\pm 60^\circ$
Opcional de Alimentación	Autoalimentada mediante una serie
Algoritmo de seguimiento	Astronómico
Comunicación	RS-485, cableado
Máxima pendiente Norte-Sur	17%
Máxima pendiente Este-Oeste	Ilimitada
Relación de cobertura del terreno	Típicamente 28~50%
Cimentación	Pilotado/Enroscado/Zapata
Configuración	2x42
Dimensiones	42,1 x 3,95 x 3,92 mm

Las características más importantes del sistema de autoalimentación son las siguientes:

Tabla 4–4. Características Soporte de los Módulos

Intensidad máxima de entrada	12 A
Intensidad nominal de entrada	6~8 A
Tensión máxima de entrada	6 V
Tensión nominal de entrada (carga normal/en flotación)	2/0,5 V
Rango de tensión de carga de operación a la salida	26,8~31,5 V
Intensidad de carga máxima a la salida	0,5 A

4.2.6 Descripción de los inversores

El inversor seleccionado es de la marca POWER ELECTRONICS o similar. Los inversores serán del tipo “central”. Ver hoja de datos en Anexo 3.

Para elegir el inversor para cada parque fotovoltaico de la hoja de datos en Anexo 3, se ha elegido en función que el conjunto de estos sea aproxime más a la potencia nominal de diseño.

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es transformar la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna apta para la conexión a la red eléctrica, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz.

Las características más importantes de los inversores son las siguientes:

Tabla 4–5. Características Inversores

	50MWp	200 MWp
Potencia activa nominal @40°C	2255 kW (FP=1)	3800 kW (FP=1)
Potencia aparente @50°C	2180 kVA	3670 kVA
Tensión nominal de salida	615 Vac	690 Vac
Intensidad máxima de salida @40°C	2117 A	3175 A
Tensión máxima de entrada	1500 Vdc	1500 Vdc
Tensión MPPT de entrada @50°C	870~1310 Vdc	976~1310 Vdc
Intensidad máxima de entrada	2645 A	3970 A
Intensidad de cortocircuito DC	4000 A	6000 A
Número de entradas	36	36
Número de MPPT	6	6
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Sistema de distribución	3F	3F
Factor de potencia ajustable	0,5 Atraso~0,5 Adelanto	0,5 Atraso~0,5 Adelanto
Distorsión armónica total	<3%	<3%
Comunicación	USB, MBUS, RS485	USB, MBUS, RS485
Grado de estanqueidad	IP55	IP55
Dimensiones	3700 x 2200 x 2200 mm	3700 x 2200 x 2200 mm
Peso	5.550 kg	5.750 kg
Nivel de ruido	≤79 dBA	≤79 dBA

El inversor incluye las siguientes detecciones, monitorizaciones y protecciones: protección sobrecorriente AC mediante interruptor automático, protección sobrecorriente DC mediante fusible, protección sobretensión DC (tipo II), protección sobretensión AC (tipo II), dispositivo de monitorización de aislamiento e interruptor para despejar dicha falta y protección anti-isla.

Por otra parte, este tipo de inversor se sincroniza con la frecuencia de la red para que el sistema fotovoltaico y la red trabajen en fase, es decir, sincronizados.

El inversor elegido dispone de un sistema de comunicación para disponer de todos los datos de forma remota monitorizando en todo momento el correcto funcionamiento de los equipos. Podrá verse en tiempo real el estado de todos los parámetros que afectan a la producción de energía eléctrica final de la instalación.

El inversor tiene capacidad de inyectar energía reactiva tanto en adelanto como en atraso según la característica PQ que facilita el fabricante, con lo cual contribuye a la regulación del factor de potencia.

4.2.7 Centros de transformación

El centro de transformación seleccionado será tipo intemperie o equivalente. El centro de transformación será un conjunto prefabricado para instalación exterior, el cual integrará el transformador y celdas de media tensión, que estará completamente equipado e instalado antes de salir del taller del suministrador.

Se a elegido el centro de transformación en función del inversor.

Las principales características de los transformadores son las siguientes:

Tabla 4–6. Características Centros de Transformación

Potencia aparente nominal Parque 50 MW @50°C	2180 kVA
Potencia aparente nominal Parque 200 MW @50°C	3670 kVA
Relación de transformación Parque 50 MW	30 / 0,615 kV
Relación de transformación Parque 200 MW	30 / 0,690 kV
Número de fases	3
Frecuencia nominal	50 Hz
Grupo de conexión	Dy11
Tipo de tanque	hermético de llenado integral sumergido en aceite mineral tipo IEC 60296
Refrigeración	ONAN
Nivel de ruido	≤70 dB

viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

Las celdas de MT estarán compuestas por dos (2) celdas de línea equipadas con interruptores-seccionadores en carga y una (1) celda de protección equipada con interruptor automático, transformadores de tensión y de corriente, relé de protecciones y elementos de medida y control.

Las principales características de las celdas de MT son las siguientes:

Tabla 4–7. Características Celdas de MT

Tipo	GIS, simple barra y modular
Tensión de operación	30 kV
Tensión asignada	36 kV
Número de fases	3
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal	600 A
Corriente asignada de corta duración	20 kA, 1s
Nivel de ruido	≤70 dB

El Centro de Transformación, incluirá un transformador de servicios auxiliares (20 kVA, 645/400-230 V, Dyn11), un cuadro de servicios auxiliares de baja tensión (400/230 V – 50 Hz), UPS local (tipo on-line doble conversión, que proporcionará alimentación durante al menos 1 hora en caso de fallo en la red de alimentación) y cuadro de monitorización.

Además, se dispondrá de un foso de recogida del líquido con revestimiento resistente y estanco, para el volumen total del líquido dieléctrico del transformador. En dicho depósito se dispondrán de cortafuegos tales como lechos de guijarros, etc.

Finalmente, deberá disponerse un sistema fijo de extinción automático adecuado para este tipo de instalaciones.

4.3. Sistema eléctrico

4.3.1 Sistema de corriente continua BT

Definiremos instalación de Baja Tensión en Corriente Continua como todo el sistema que conecta desde la formación de las series e interconexión de módulos hasta la entrada al equipo inversor. Las características principales del sistema de corriente continua BT son las siguientes:

Tabla 4–8. Características del sistema de corriente continua BT

Rango de tensión Parque de 50 MWp (MPPT @50 °C)	870-1310 V
Rango de tensión Parque de 200 MWp (MPPT @50 °C)	976-1310 V
Tensión más elevada para el material	1500 V
Sistema de distribución	+, -
Sistema de puesta a tierra	Tierra Flotante

4.3.2 Sistema de corriente alterna BT

Definiremos instalación de Corriente Alterna de Baja Tensión de generación a todo el sistema que conecta desde el inversor hasta las bornas de entrada del transformador de MT del Centro de Transformación. Las características principales del sistema de corriente alterna BT son las siguientes:

Tabla 4–9. Características del sistema de corriente alterna BT

Tensión nominal Parque 50 MWp:	Trifásico 615 V
Tensión nominal Parque 50 MWp:	Trifásico 690 V
Tensión más elevada para el material:	1000 V
Frecuencia:	50 Hz
Sistema de distribución:	3 Ph
Sistema de puesta a tierra:	Triángulo (Flotante)

4.3.3 Sistema de corriente alterna MT

Definiremos instalación de Corriente Alterna de Baja Tensión a los circuitos eléctricos en Media Tension que interconectan la salida de los Centros de Transformación entre ellos y hasta la Subestación elevadora o punto de conexión. Las características principales del sistema de corriente alterna MT son las siguientes:

Tabla 4–10. Características del sistema de corriente alterna MT

Tensión nominal:	30 kV
Tensión más elevada para el material:	36 kV
Frecuencia:	50 Hz
Sistema de distribución:	3 Ph
Sistema de puesta a tierra:	Reactancia de puesta a tierra

4.4. Cálculos energéticos

Los datos climatológicos básicos de Sevilla que se aplicarán a la instalación fotovoltaica son los siguientes (proviene de la base de datos de SOLARGIS):

Tabla 4-11. Datos Climatológicos

	Irradiación Global Horizontal (kWh/(m ² ·d))	Días	Horas de radiación medias	Irradiación Global Horizontal (kWh/(m ² ·d))	Irradiación Global Generador (kWh/(m ² ·d))	T ^a ambiente media	T ^a ambiente mínima	T ^a ambiente máxima
Enero	79,0	31	9,0	2,55	109,0	10,8	1,0	21,2
Febrero	98,0	28	10,4	3,50	133,7	12,1	1,1	22,5
Marzo	147,0	31	11,3	4,74	200,0	14,8	3,4	27,5
Abril	176,0	30	12,8	5,87	232,1	16,9	5,7	29,5
Mayo	211,0	31	13,6	6,81	278,2	20,4	8,6	33,9
Junio	233,0	30	14,6	7,77	307,4	25,0	13,4	37,8
Julio	245,0	31	14,0	7,90	329,6	27,4	15,5	41,9
Agosto	217,0	31	13,0	7,00	293,9	27,5	16,2	40,1
Septiembre	163,0	30	12,1	5,43	218,6	24,0	15,3	36,4
Octubre	120,0	31	10,7	3,87	160,7	20,0	10,3	31,0
Noviembre	85,0	30	9,7	2,83	116,6	14,5	5,0	25,9
Diciembre	70,0	31	9,0	2,26	97,4	11,5	2,2	21,8
TOTAL/ME DIA	1844,0		11,7	5,04	2477,3	18,7	1,0	41,9

4.4.1 Cálculo del número paneles del string

Para el dimensionamiento del tamaño del string (conexión en serie de los módulos fotovoltaicos) se considerarán los siguientes criterios:

- Número mínimo de módulos.
- Número máximo de módulos.
- Comprobación de la tensión de arranque.
- Comprobación de la tensión máxima de funcionamiento.

Se seleccionará el tamaño de string que cumpla con todos los criterios anteriores.

4.4.1.1 Número mínimo de módulos

La condición de diseño será cuando la radiación sea máxima. Por otra parte, debe asegurarse la tensión de arranque del inversor.

La mayor radiación en la zona se producirá durante el mes de julio, en el que la temperatura ambiente máxima es 41,9 °C. Se tomará una irradiancia máxima de $I=1000 \text{ W/m}^2$.

La temperatura de la célula sería:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc} \left(\frac{W}{m^2} \right) \cdot \frac{(TONC(^{\circ}C) - 20)}{800} = 41,9 + 1000 \cdot \frac{(45 - 20)}{800} = 73,15 ^{\circ}C \quad (4-1)$$

Con esta temperatura calculamos la tensión de salida para un único módulo:

$$U_{max} = U_{mp} + (\alpha \cdot (T_c - 25)) = 41,5 + (-0,11 \cdot (73,15 - 25)) = 36,10 \text{ V} \quad (4-2)$$

Con estos datos ya podemos calcular el número mínimo de módulos en serie que se pueden conectar al inversor:

$$Nps_{min} = \frac{U_{arr}}{U_{max}} = \frac{976}{36,10} = 27,03 \text{ módulos} \quad (4-3)$$

4.4.1.2 Número máximo de módulos

La condición de diseño será cuando la radiación sea mínima. Por otra parte, debe asegurarse la tensión de funcionamiento máxima del inversor.

La menor radiación en la zona se producirá durante el mes de enero, en el que la temperatura ambiente mínima es 1'0°C. Se tomará una irradiancia mínima de $I=100 \text{ W/m}^2$.

La temperatura de la célula sería:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc} \left(\frac{W}{m^2} \right) \cdot \frac{(TONC(^{\circ}C) - 20)}{800} = 1,0 + 100 \cdot \frac{(45 - 20)}{800} = 4,13 \text{ }^{\circ}C \quad (4-4)$$

En dicho caso, la tensión de salida a circuito abierto de los módulos resulta:

$$U_{min} = U_{oc} + (\beta \cdot (T_c - 25)) = 49,3 + (4,13 \cdot (0 - 25)) = 52,08 \text{ V} \quad (4-5)$$

Con estos datos, el número máximo de módulos en serie que se pueden conectar al inversor se obtendrá del siguiente modo:

$$Nps_{max} = \frac{U_{max,func}}{U_{min}} = \frac{1500}{52,08} = 28,8 \text{ paneles} \quad (4-6)$$

Se seleccionarán 28 módulos en serie para satisfacer ambas condiciones. Para comprobar la idoneidad de dicha elección, comprobaremos que para ambos casos se satisfacen las condiciones de funcionamiento establecidas.

4.4.1.3 Comprobación de la tensión de arranque

Se comprobará que la tensión de funcionamiento de la serie para el caso de máxima radiación es superior a la mínima de arranque del inversor.

$$U_{arr} < U_{min,string} \Rightarrow 976 \text{ V} < 28 \cdot 36,10 \text{ V} \Rightarrow 976 \text{ V} < 1011 \text{ V} \quad (4-7)$$

4.4.1.4 Comprobación de la tensión máxima de funcionamiento

Se comprobará que la tensión de funcionamiento de la serie para el caso de mínima radiación es inferior a la máxima de funcionamiento del inversor.

$$U_{max,func} > U_{max,string} \Rightarrow 1500 \text{ V} > 28 \cdot 52,08 \text{ V} \Rightarrow 1500 \text{ V} > 1458 \text{ V} \quad (4-8)$$

4.4.2 Cálculo del número máximo de series de entrada al inversor

Para el dimensionamiento del número máximo de series de entrada al inversor se considerarán los siguientes criterios:

- Intensidad máxima de entrada.
- Potencia máxima admisible.

Se seleccionará el número máximo de series que cumpla con los criterios anteriores.

4.4.2.1 Intensidad máxima de entrada

La condición de diseño será cuando la radiación sea máxima.

En este caso, la situación más desfavorable es la correspondiente al mes de Julio, con lo que la intensidad máxima que adquirirá el módulo fotovoltaico inmerso en su serie será de:

$$I_{max} = I_{mp} + (\gamma \cdot (T_c - 25)) = 10,85 + (0,0052 \cdot (73,15 - 25)) = 11,10 \text{ A} \quad (4-9)$$

La intensidad máxima admisible a la entrada del inversor será:

$$I_{max,adm} = 6.000 \cdot 6 = 36.000 \text{ A} \quad (4-10)$$

Con este dato, el número máximo de series que pueden conectarse al inversor vendrá dado por:

$$N_{max,series}^o = \frac{36.000}{11,08} = 3.243,02 \Rightarrow 3.243 \text{ series} \quad (4-11)$$

4.4.2.2 Potencia máxima admisible

La condición de diseño será cuando el conjunto de variables radiación y temperatura produzcan la máxima potencia. Tomamos Pmax en condiciones NOCT.

Con lo cual la potencia máxima de un string sería:

$$P_{max,string} = P_{max}(NOCT) \cdot N_{ps}^o = 336,1 \cdot 28 = 9.411 \text{ W} \quad (4-12)$$

La potencia máxima admisible a la entrada del inversor será:

$$P_{max,adm} = U_n \cdot I_{max} = 976 \cdot 23.820 = 23.248.320 \text{ W} \quad (4-13)$$

Con este dato, el número máximo de series que pueden conectarse al inversor vendrá dado por:

$$N_{max,series}^o = \frac{23.248.320}{9.411} = 2470,39 \Rightarrow 2470 \text{ series} \quad (4-14)$$

Con lo cual es posible la configuración máxima de 18 series de cajas de centralización por cada inversor, ya que sería 324 series.

Los cálculos se han realizado con los datos del parque de 200 MW, pero este tipo de configuración es valida para el parque de 50 MW.

4.5. Cálculos eléctricos

4.5.1 Cálculo de cables de baja tensión

El dimensionamiento de los cables de baja tensión se hará en base a la norma IEC 60364 la cual se aplica a cables de baja tensión con una capacidad nominal inferior o igual a 1 kV AC. y 1.5 kV DC, se considerarán los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Caída de tensión.
- Corriente máxima de cortocircuito.

Se seleccionará la sección que cumpla con los tres criterios a la vez.

4.5.1.1 Intensidad máxima admisible

Se seleccionará la sección estándar inmediatamente superior a la calculada por este criterio.

En caso de haber dos métodos de instalación diferentes en un mismo tramo, se calculará considerando que el 100% del trazado es del método de instalación más desfavorable. Excepto que dicho tramo represente menos del 10% del trazado total. En cuyo caso, se seleccionará el método de instalación más favorable.

Las intensidades de cálculo se obtendrán de la siguiente manera:

- La intensidad de cálculo de los strings considerará la intensidad máxima (I_{max}) proporcionada por el fabricante de los paneles.

La intensidad de cálculo para el tramo inversores-CT se obtendrá de la siguiente manera:

$$I_c = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (4-15)$$

Donde:

Tabla 4–12. Descripción de las Variables

I_c	Intensidad de cálculo en Amperios (A)
S	Potencia aparente en voltio-amperios (VA)
U_n	Tensión de línea ó Tensión compuesta en voltios (V)

Adicionalmente, para la intensidad de cálculo, se aplicará un factor de sobredimensionamiento del 10%.

Por otra parte, las tablas de intensidades máximas admisibles de los cables (I_t) vienen proporcionadas para las condiciones estándar indicadas en las mismas. Si las condiciones presentes en la instalación difieren de los estándares, se aplicarán los correspondientes factores de corrección a los valores indicados en las tablas.

Se considerarán las siguientes condiciones de servicio:

Conductor CC-BT:

Tabla 4–13. Características Conductor CC-BT

Tipo de instalación	Al aire (embridados a la estructura)
Temperatura ambiente	40 °C
Distancia entre cables	En contacto

Conductor AC-BT:

Tabla 4–14. Características Conductor AC-BT

Tipo de instalación	Directamente enterrado
Temperatura del terreno	20 °C
Resistividad del terreno	1,5 K·m/W
Distancia entre cables	0,25 m
Profundidad	0,8 m

Para el cálculo del cable BT CC se aplicarán los siguientes factores de corrección:

Tabla 4–15. Factores de Corrección BT-CC

Factor de corrección por temperatura ambiente distinta de 30 °C (Fat)	0,91
Factor de corrección por agrupamiento (Faa)	0,61

Para el cálculo del cable BT CA se aplicarán los siguientes factores de corrección:

Tabla 4–16. Factores de Corrección BT-CA

Factor de corrección por temperatura del terreno distinta de 20 °C (Fet)	1
Factor de corrección por resistividad térmica distinta de 1,5 m·k/W (Fer)	1,28
Factor de corrección por agrupamiento (Fea)	0,65
Factor de corrección por profundidad del terreno distinta de 0,7 m (Fep)	0,99

Luego la intensidad admisible permanente del conductor se calculará por la siguiente expresión:

$$I_{adm} = I_t \cdot Fat \cdot Fet \cdot Fer \cdot Fea \cdot Fep \quad (4-16)$$

4.5.1.2 Caída de tensión

Se seleccionará la sección estándar inmediatamente superior a la calculada por este criterio.

La corriente máxima de uso normal de los circuitos viene fijada por la caída máxima de tensión admisible:

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT-40 (La instrucción técnica 40 del REBT aplica a instalaciones generadoras, entendiéndose como tales, las dedicadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica) establece:

CDT Máxima para instalaciones para producción en BT: 1,5%

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT-19 establece (instalaciones industriales con CT propio):

CDT Máxima para instalaciones para alumbrado: 4,5%

CDT Máxima para instalaciones para otros usos: 6%

Para el cálculo de las intensidades máximas por caída de tensión se ha empleado el siguiente procedimiento:

$$I_{MAX.cdt} = \frac{(0,015 \text{ } 0,045 \text{ ó } 0,060) \cdot U_n \cdot S \text{ (mm}^2\text{)}}{2 \cdot 10^3 \cdot \rho \cdot \left(\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{mm}} \right) \cdot L(m)} \quad (4-17)$$

para circuitos monofásicos y de corriente continua, donde:

- 0,015-0,045 ó 0,060 es el máxima valor de las cdt (1,5%, 4,5% ó 6% Un según Generación, Alumbrado u Otros Usos)
- ρ es la resistividad del cobre recocido o aluminio a la temperatura máxima en servicio permanente. Para cobre 45,5 y para aluminio 27,8 (ambos a 90°C).
- L es la longitud del circuito en metros.
- S es la sección total de una fase en mm².

$$I_{MAX.cdt} = \frac{0'045 \text{ ó } 0'060 \cdot U_n \cdot S \text{ (mm}^2\text{)}}{\sqrt{3} \cdot 10e3 \cdot \rho \cdot \left(\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{mm}} \right) \cdot L(m)} \quad (4-18)$$

para circuitos trifásicos, donde:

- 0,045 ó 0,060 es el máxima valor de las cdt (4,5% ó 6%Un según Alumbrado u Otros Usos)

- ρ es la resistividad del cobre recocido o aluminio a la temperatura máxima en servicio permanente. Para cobre 45,5 y para aluminio 27,8 (ambos a 90°C).

-L es la longitud del circuito en metros

-S es la sección total de una fase en mm².

Una vez determinada la sección del circuito, la caída de tensión resultante será:

$$\Delta U = k \cdot I \cdot \rho \left(\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{mm}} \right) \frac{L(\text{m})}{U_N(\text{V}) \cdot S(\text{mm}^2)} 100\% \quad (4-19)$$

Donde:

- $k = 2$ para circuitos monofásicos y de corriente continua
- $k = \sqrt{3}$ para circuitos trifásicos

Teniendo en cuenta las diferentes disposiciones de las estructuras, se estima que la condición más desfavorable sería una distancia máxima de 160 m. No obstante, cabe recalcar, que esta combinación de longitudes está conformando una envolvente de máximos y que, por lo tanto, no coincide con ningún circuito real de la planta, estando así en todo momento del lado de la seguridad.

4.5.1.3 Corriente máxima de cortocircuito

Se seleccionará la sección estándar inmediatamente superior a la calculada por este criterio.

En los cables de BT CC, la intensidad de cortocircuito (I_{cc}) es similar a la nominal (I_{max}). Por lo que sólo se comprobarán para estos cables, que pueden soportar la corriente de cortocircuito indicada por el fabricante de los paneles (I_{sc}).

Para el cálculo de los cables de BT CA se utilizará la siguiente ecuación:

$$I_{cc}^2 t \leq k^2 S^2 \quad (4-20)$$

Donde:

- I_{cc} es la intensidad del cortocircuito en A.
- t es el tiempo de duración de la falta en segundos (se considerará 0,1 s).
- S es la sección del conductor en mm².
- k es un parámetro específico que depende del material conductor y del aislamiento, según la siguiente tabla.

Tabla 4-17. UNE 20460-90/4-43

Según UNE 20460-90/4-43 para PVC y UNE 21123 para XLPE		
	PVC	XLPE
Cobre	115	143
Aluminio	76	94,48

4.5.2 Cálculo de cortocircuitos

El cálculo de cortocircuito se hará en base a la norma IEC 60909, la cual corresponde a corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Se utilizarán las hipótesis de cortocircuito máximo indicadas en dicha norma.

4.5.2.1 Impedancia equivalente de la red visto desde el lado de BT del transformador elevador del CT

Para calcular la impedancia equivalente de la red de MT, utilizaremos la ecuación 4 de dicha norma, es decir:

$$Z_Q = \frac{c \cdot U_{nQ}}{\sqrt{3} \cdot I''_{KQ}} \cdot \frac{U_{bt}^2}{U_{at}^2} = \frac{1,1 \cdot 30.000}{\sqrt{3} \cdot 20.000} \cdot \frac{690^2}{30.000^2} = 0,504 \text{ m}\Omega \quad (4-21)$$

Donde:

- Z_Q : Impedancia equivalente.
- c : Factor de tensión (tabla 1 de IEC 60909-0).
- U_{nQ} : Tensión nominal del sistema en el punto Q.
- I''_{KQ} : Intensidad máxima de cortocircuito simétrica inicial (tipo 3F) en el punto Q. Suponemos 20 kA.
- U_{bt} : Tensión en el lado de BT.
- U_{at} : Tensión en el lado de AT.
- Suponemos relación: $X/R = 10$;

$$X_Q = 0,995 \cdot Z_Q = 0,995 \cdot 0,504 = 0,501 \text{ m}\Omega \quad (4-22)$$

$$R_Q = 0,1 \cdot X_Q = 0,1 \cdot 0,000501 = 0,050 \text{ m}\Omega; \quad (4-23)$$

En los sistemas de nivel distribución transporte por lo general la resistencia suele ser muy pequeña comparada con la reactancia y de esta forma las relaciones X/R tienden a ser grandes, o lo que es equivalente, relaciones R/X menores. En los sistemas de baja tensión la resistencia suele ser comparable con la reactancia y de esta forma se tiene relaciones X/R pequeñas, o lo que es equivalente, relaciones R/X mayores. La siguiente tabla muestra los valores típicos:

Tabla 4-18. Valores típicos de relaciones para distintas ubicaciones de falla

Ubicación del Cortocircuito	X/R	R/X
Media tensión	10	0,1
Baja Tensión en las Bornas del Transformador	5	0,2
Baja Tensión alejada del Transformador	1,0	1,0

4.5.2.2 Impedancia del transformador del CT visto desde el lado de BT

$$Z_{Tbt} = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} = \frac{7}{100} \cdot \frac{690^2}{3.670.000} = 9,081 \text{ m}\Omega \quad (4-24)$$

$$R_{Tbt} = P_k \cdot \frac{U^2}{S_n^2} = 12.845 \cdot \frac{690^2}{3.670.000^2} = 0,454 \text{ m}\Omega \quad (4-25)$$

$$X_{Tbt} = \sqrt{Z_{Tbt}^2 - R_{Tbt}^2} = \sqrt{9,081^2 - 0,454^2} = 9,070 \text{ m}\Omega \quad (4-26)$$

El factor de corrección de la impedancia es:

$$x_T = X_T \cdot \frac{S_n}{U^2} = 9,070 \cdot \frac{3.670}{690^2} = 0,070 \quad (4-27)$$

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0,6 \cdot X_T} = 0,95 \cdot \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 0,070} = 1,003 \quad (4-28)$$

Por lo que la corrección será:

$$R_{T\ btcorr} = R_{T\ bt} \cdot 1,003 = 0,454 \cdot 1,003 = 0,455\ m\Omega \quad (4-29)$$

$$X_{T\ btcorr} = X_{T\ bt} \cdot 1,003 = 9,081 \cdot 1,003 = 9,096\ m\Omega \quad (4-30)$$

4.5.2.3 Impedancia total visto desde el lado de BT

$$Z = \sqrt{\Sigma R^2 + \Sigma X^2} = \sqrt{(0,050 + 0,455)^2 + (0,501 + 9,096)^2} = 9,611\ m\Omega = 0,010\ \Omega \quad (4-31)$$

4.5.2.4 Corriente de cortocircuito total en el lado de BT

La corriente de cortocircuito aportada desde la red sería:

$$I''_{KBTca} = \frac{C \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_T} = \frac{1,1 \cdot 690}{\sqrt{3} \cdot 0,010\ \Omega} = 43.820\ A = 43,82\ kA \quad (4-32)$$

El aporte desde el lado de corriente continua sería:

$$I''_{KBTcc} = 1,45 \cdot 3970 = 5756,5\ A = 5,76\ kA \quad (4-33)$$

Por lo que la corriente de cortocircuito simétrica inicial total sería:

$$I''_{KT} = 43,82 + 5,76 = 49,58\ kA \quad (4-34)$$

El poder de corte asignado de la apartamentada de BT es 50 kA para ambos parques, por lo que se considera bien dimensionada.

4.5.3 Cálculo de cables de media tensión

El dimensionamiento de los cables de media tensión se hará en base a la norma IEC 60502, establece las especificaciones de los cables de alimentación con aislamiento extruido y una capacidad de voltaje de 1 kV a 30 kV. Se considerarán los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Caída de tensión.
- Corriente máxima de cortocircuito.

Se seleccionará la sección que cumpla con los tres criterios a la vez. Finalmente se comprobará la selección de la pantalla del cable.

4.5.3.1 Intensidad máxima admisible

Se seleccionará la sección estándar inmediatamente superior a la calculada por este criterio.

En caso de haber dos métodos de instalación diferentes en un mismo tramo, se calculará considerando que el 100% del trazado es del método de instalación más desfavorable. Excepto que dicho tramo represente menos del 10% del trazado total. En cuyo caso, se seleccionará el método de instalación más favorable.

Las intensidades de cálculo se obtendrán de la siguiente manera:

$$I_c = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_L} \quad (4-35)$$

Donde:

viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

Tabla 4–19. Descripción de las Variables

Ic	Intensidad de cálculo en Amperios (A)
S	Potencia aparente en voltio-amperios (VA)
UL	Tensión de línea ó Tensión compuesta en voltios (V)

Las plantas fotovoltaicas están compuestas por los siguientes circuitos de media tensión, que se pueden observar en el plano ANEXO 6 correspondiente a esquema unifilar de MT en el parque de 50MW y en el ANEXO 7 que corresponde al unifilar de media tensión del parque de 200 MWp. A continuación, se encuentran recogidos en las siguientes tablas:

Tabla 4–20. Circuitos de Media Tensión para 50MWp

LÍNEA	CT	POTENCIA (MVA)
1	CT1-CT2-CT3- CT4-CT5-SE	10,90
2	CT6-CT7-CT8- CT9-CT10-SE	10,90
3	CT11-CT12-CT13- CT14-CT15-SE	10,90
4	CT16-CT17-CT18- CT19-CT20-CT21-SE	13,08

Tabla 4–21. Circuitos de Media Tensión para 200MWp

LÍNEA	CT	POTENCIA (MVA)
1	CT1-CT2-CT3- CT4-CT5-CT6- CT7-CT8-SE	29,36
2	CT9-CT10-CT11- CT12-CT13-CT14-SE	22,02
3	CT15-CT16-CT17- CT18-CT19-CT20-SE	22,02
4	CT21-CT22-CT23- CT24-CT25-CT26-SE	22,02
5	CT27-CT28-CT29- CT30-CT31-CT32-SE	22,02
6	CT33-CT34-CT35- CT36-CT37-CT38-SE	22,02
7	CT39-CT40-CT41- CT42-CT43-CT44-SE	22,02
8	CT45-CT46-CT47- CT48-CT49-CT50-SE	22,02

Adicionalmente, para la intensidad de cálculo, se aplicará un factor de sobredimensionamiento del 10%.

Por otra parte, las tablas de intensidades máximas admisibles de los cables (I_t) vienen proporcionadas para las condiciones estándar indicadas en las mismas. Si las condiciones presentes en la instalación difieren de los estándares, se aplicarán los correspondientes factores de corrección a las tablas.

Se consideran las siguientes condiciones de servicio:

Tabla 4–22. Condiciones de Servicio

Tipo de instalación:	Directamente enterrado
Temperatura del terreno:	20 °C
Resistividad del terreno:	1,5 K·m/W
Nº de Circuitos:	4
Separación entre conductores:	0,2 m
Profundidad:	1,25 m

Para el cálculo del cable MT se aplicarán los siguientes factores de corrección:

Tabla 4–23. Factores de Corrección MT

Factor de corrección por temperatura del terreno distinta de 20 °C (F_{et}):	1
Factor de corrección por resistividad térmica distinta de 1,5 m·k/W (F_{er}):	1
Factor de corrección por agrupamiento (F_{ea}):	0,73
Factor de corrección por profundidad del terreno distinta de 1 m (F_{ep}):	0,95

Luego la intensidad admisible permanente del conductor se calculará por la siguiente expresión:

$$I_{adm} = I_t \cdot F_{et} \cdot F_{er} \cdot F_{ea} \cdot F_{ep} \quad (4-36)$$

4.5.3.2 Caídas de tensión

Se seleccionará la sección estándar inmediatamente superior a la calculada por este criterio.

Los cálculos de la caída de tensión se realizarán conforme a la potencia que circula por cada tramo.

La caída de tensión se calculará como:

$$\Delta U = L \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot [(R_{90} \cdot \cos\varphi) + (X \cdot \sin\varphi)] \quad (4-37)$$

Donde:

- L es la longitud de la línea, en km.
- U es la tensión nominal de la línea, en kV.
- R₉₀ es la resistencia del conductor a 90°C, incluido el efecto piel y el efecto proximidad, en Ω/km .
- X es la reactancia de la línea, en Ω/km .
- $\cos\varphi$ es el coseno de φ de la instalación, adm.
- $\sin\varphi$ es el seno de φ de la instalación, adm.

Consideramos un Factor de Potencia de 0,95, La intensidad que usaremos para los cálculos será un 10% mayor de la calculada. La caída de tensión máxima permitida será del 5%.

4.5.3.3 Corriente máxima de cortocircuito

Se seleccionará la sección estándar inmediatamente superior a la calculada por este criterio.

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de un tiempo t) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

A estos efectos, se considera el proceso adiabático, es decir que el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores. Para ello se aplica la siguiente expresión:

$$S_{min} = \frac{I_{cc, max} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{K} \quad (4-38)$$

Donde:

- $I_{cc, max}$: Corriente admisible asignada de corta duración de las Celdas de MT. Se considerará 20 kA.
- S: Sección del conductor, en mm^2 .
- K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y del tipo de aislamiento. Dicho coeficiente puede obtenerse de la tabla 26 de la ITC-LAT-06. Para nuestro caso, K=94.
- t_{cc} : Duración del cortocircuito, en segundos. Se considerará 1 segundo.

viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

Los valores de cortocircuito máximo admisibles de los conductores especificados en el presente proyecto se calculan en función de la densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio (tabla 26 de la ITC-LAT-06):

Tabla 4–24. Circuitos de Media Tensión

TIPO	$\Delta\theta$	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
DE AISLAMIENTO	(K)	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
Sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
Sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Con respecto a la selección de la pantalla del cable, los fabricantes especifican valores de cortocircuito mayores de 2 kA, 1s. Como la falta a tierra en el sistema de MT (30 kV) está limitada por la reactancia de puesta a tierra a 300 A, la selección de la pantalla es correcta.

4.6. Protecciones

Las protecciones aseguran la calidad de la energía vertida a la red actuando contra sobretensiones, sobrecorrientes y funcionamiento en modo isla. Actualmente casi todos los inversores incluyen, en su interior, estas protecciones.

4.6.1 Corriente continua

Se instalará un fusible en cada uno de los polos de los strings de módulos en serie. De esta manera impide que pase a trabajar en ningún momento como carga y soportando corrientes inversas superiores a su propia corriente de cortocircuito. También permite la desconexión fácil y rápida, así facilitar las labores del personal de mantenimiento.

4.6.2 Corriente alterna

Las protecciones que se encuentra en el inversor que podemos observar en el Anexo 5, son las siguientes:

- Filtro paso bajo: evita el paso o filtra una frecuencia indeseada. Utiliza la tecnología de modulación por ancho de pulsos (inglés Pulse width Modulation PWM) de una señal. Esta es una técnica en la que se modifica el ciclo de trabajo de una señal periódica, para controlar la cantidad de energía que se envía a una carga.
- Interruptor automático: para la protección contra sobrecargas, interruptores deben garantizar el corte de la instalación eléctrica a una intensidad menor que la intensidad máxima admisible de los conductores.
- Filtro EMC: su misión principal es cumplir con la compatibilidad electromagnética y normas de seguridad. El filtro tiene una sobresaliente capacidad de supresión del ruido en modo común y diferencial.
- Autoválvula: protégé frente a las sobretensiones.
- Transistor bipolar puesta a tierra (IGBT): es un dispositivo semiconductor que se aplica como interruptor controlado, con la gran ventaja de su frecuencia de conmutación por su bajo desgaste.

4.7. Descripción del Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra se ha configurado según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (ITC-BT-18 Instalaciones de Puesta a Tierra), así como la ITC-RAT-13.

Aunque todos los sistemas de puesta a tierra cumplirán por sí solo las prescripciones, todos los contactos metálicos de la planta se unirán a tierra formando una red de tierras equipotencial.

El sistema de puesta a tierra en cada parte de la instalación será el siguiente:

- Sistema de corriente continua: aislado (flotante).
- Sistema de corriente alterna: aislado (flotante).
- Sistema de media tensión: reactancia de puesta a tierra.

Los principales componentes del sistema de puesta a tierra serán:

- Latiguillo entre estructuras de seguidor: RV-K de 6 mm² de sección transversal.
- Líneas de puesta a tierra: Conductor de cobre desnudo clase 2, según UNE 60228, de 1x35 mm².
- Electrodo enterrado: formado por conductor de cobre desnudo clase 2, según UNE 60228, de 1x35 mm² y picas de acero recubiertas de cobre de dimensiones Ø17,3x2000 mm.

A continuación, se describe, por partes, el sistema de puesta a tierra de la planta:

Se realizará un trazado de puesta tierra perimetral sobre la extensión de los campos solares con cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección. Este anillo recorre todo el perímetro formado por las estructuras. El paso de esta red por cada extremo de las distintas hileras realizará una conexión con la misma mediante latiguillo de cobre desnudo y unión con terminal atornillado.

Se realizará un seccionado interior del anillo perimetral, vertical y horizontalmente, mediante líneas longitudinales que trazarán por las canalizaciones y pasillos existentes, donde cada paso de esta red por cada centro de las distintas estructuras metálicas realizará una conexión con la misma mediante latiguillo de cobre desnudo y unión con terminal atornillado.

Las estructuras que posean a sus lados estructuras contiguas deberán unirse equipotencialmente mediante latiguillo de cobre para dar continuidad.

Puesta a tierra de los inversores. Esta puesta a tierra se unirá a la red de tierras general mediante cable de cobre.

Puesta a tierra de los elementos y equipos en la plataforma de transformador (cuadros, trafos, etc), mediante una red interior de puesta a tierra realizada mediante cobre desnudo, que se unirá a la puesta a tierra exterior de los edificios realizada mediante cable de cobre desnudo, dispuesto de forma rectangular y con picas.

El sistema CCTV será aterrizado uniendo los báculos a la red general de tierras mediante líneas de puesta a tierra. Por otra parte, se instalará una pica de tierra por cada báculo a un metro de la base aproximadamente. Se aprovechará la zanja de dicho circuito.

El vallado será aterrizado uniendo los postes a la red general de tierras mediante líneas de puesta a tierra. Por otra parte, se instalarán picas de tierra cada 150 metros aproximadamente.

5 DISEÑO TÉCNICO SUBESTACIONES

5.1. Introducción.

Para la evacuación de la energía producida por el parque fotovoltaico a un punto de conexión, es fundamental elevar la tensión en una subestación de transformación, para reducir las pérdidas. Se diseñarán dos subestaciones con configuración trafo-línea en función de la tensión adecuada para que sean mínimas las pérdidas y en función de la potencia que se evacuará y transformará.

Se pueden diferenciar tres tipos de subestaciones según la función:

- Subestación de transformación: transforman la tensión de la energía eléctrica mediante un más transformadores, elevando o reduciendo la tensión, interconectando dos circuitos a diferente tensión. Las subestaciones que se diseñarán en este proyecto serán de este tipo.
- Subestación de maniobra: interconecta dos o más circuitos a igual tensión.
- Subestación de transformación y maniobra: interconecta dos o más circuitos a igual y diferente tensión.

En función según la exposición a la intemperie, afecta al diseño del nivel de aislamiento externo, y a la separación entre fases. Los siguientes tipos son:

- Subestación de intemperie: la cual el equipamiento primario está a la intemperie (AT y MT) y el secundario (BT) en edificio cerrado.
- Subestación de interior: la cual se suele construir para espacios más reducidos, el equipamiento primario y secundario están protegidos.
- Subestación mixta: solo el transformador a la intemperie

Se denomina salida de parque o posición al conjunto de aparatos y conexiones que enlazan una instalación (línea, transformador, batería de condensadores u otros) a las barras. Se distinguen las siguientes posiciones:

- Salidas de línea.
- Acoplamiento de barras.
- Transformadores de potencia.
- Servicios Auxiliares.
- Medida.

La subestación se compone principalmente por el transformador el cual lo utilizamos para transformar la energía eléctrica de una tensión determinada en energía eléctrica de otro nivel de tensión distinta a la anterior. Además, la armadura que contiene una subestación, se puede clasificar según su principal función:

- Armadura de maniobra:

-Interruptor automático: está diseñado para cortar o dar paso a corriente eléctrica en cualquier condición de funcionamiento, ya sea para condiciones normales como para protección frente a corrientes muy elevadas.

-Seccionador: es un aparato mecánico de conexión o desconexión que garantiza el aislamiento eléctrico entre dos partes de un circuito, haciendo un corte efectivo de la instalación.

-Seccionador de puesta a tierra: es un elemento de seguridad cuya misión es la de poner a cortocircuito y a tierra las tres fases de la línea que conecta a una instalación con su calle o celda, principalmente se acciona para mantenimiento.

- **Aparamenta de medida y protección:**
 - Transformadores de tensión: reduce la tensión de una instalación con el fin de obtener un valor a escala con el cual se alimenta los distintos equipos de protección y medida. Se instalan en aquellos puntos donde es necesario medir la tensión para protección, control y medida.
 - Transformadores de intensidad: genera corriente secundaria proporcional a la primaria para alimentar equipos de medida/protección.
 - Autoválvula: protección frente a sobretensiones atmosféricas y de maniobra.
- **Equipamiento secundario:**
 - Relés de protección: actúan sobre el interruptor automático en caso de defecto.
 - Equipos de control: telemando, enclavamiento en las maniobras.
 - Equipo de comunicaciones: envío de medidas, órdenes, parámetros de configuración, etc. al centro de control.

En la siguiente ilustración se puede ver un ejemplo de subestación 220/400 kV y las posiciones de esta.

Ejemplo: S/E transporte 400/220 kV

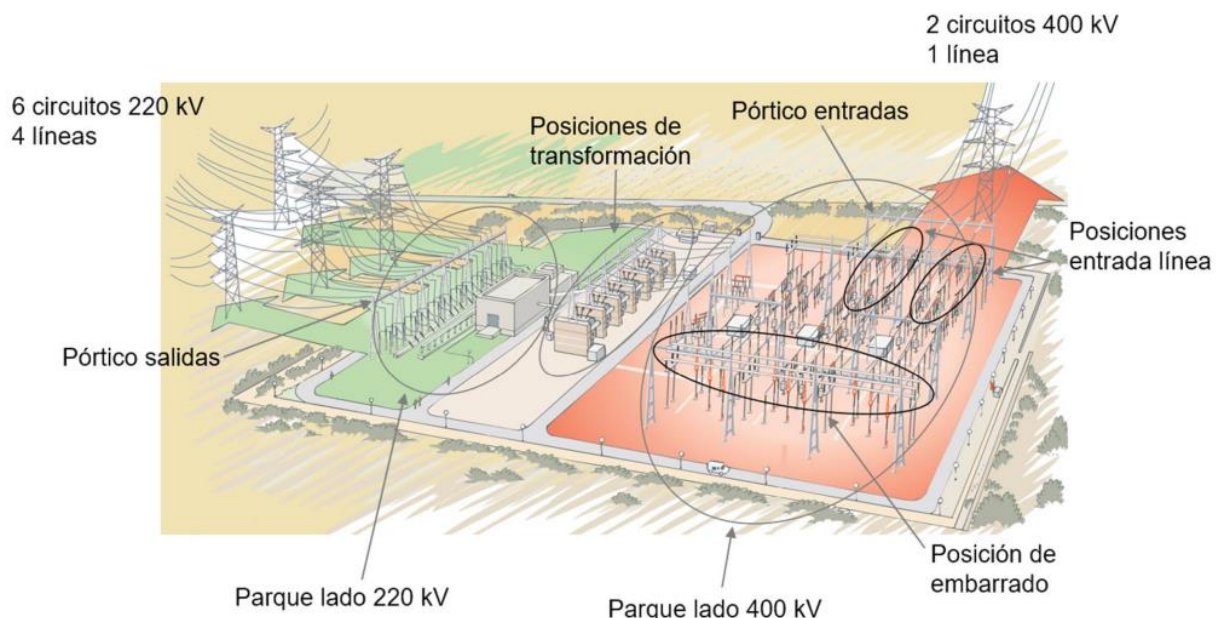


Ilustración 1. Ejemplo de SE 400/220 kV

5.2. Características y configuración

5.2.1 Subestación 200 MW 220/30 kV

El objeto de este proyecto para la evacuación del parque de 200 MWp es la construcción de una subestación de 220/30 kV formada por un parque de 220 kV tipo AIS de intemperie en configuración trafo-línea con un transformador de potencia de 100/100/200 MVA, y otro parque de 30 kV tipo AIS/GIS con dos (2) grupos de celdas de distribución y con los equipos necesarios para el control y explotación de la subestación. Tanto las celdas de 30 kV como los equipos de control se ubicarán en el interior de un edificio.

Todos los elementos de la subestación se ubicarán en un recinto vallado de dimensiones 44 x 44 m.

En el Documento N.º 03: Planos, figura la planta general de la subestación, así como de los edificios proyectados.

La Subestación objeto del proyecto estará constituida por:

Parque de 220 kV;

- Transformación;
- Parque de 30 kV (exterior e interior);
- Sistema de Servicios Auxiliares;
- Sistema de Puesta a Tierra;
- Sistemas de Control y Protecciones;
- Sistemas de Comunicaciones.

El parque de 220 kV de la subestación tendrá una configuración trafo-línea, en tecnología AIS y dispondrá de las siguientes posiciones:

Tabla 5–1. Posiciones del parque de 220 kV

N.º de Calles	Posiciones	N.º de Interruptores
Calle 1	L1-TRP1	1

El parque de 30 kV de la subestación tendrá una configuración de simple barra, en tecnología GIS y dispondrá de las siguientes posiciones:

Tabla 5–2. Posiciones del Módulo 1 de celdas de M.T.

N.º de Calles	Posiciones	N.º de Interruptores
M.T. Transformador	TRP1-1	1
Líneas	L1, L2, L3 y L4	4
Servicios auxiliares	Servicios auxiliares (TSA-1)	1 (*)
Batería de condensadores	BC1	1

(*). Se dotará de seccionador-Fusible.

Tabla 5–3. Posiciones del Módulo 1 de celdas de M.T.

N.º de Calles	Posiciones	N.º de Interruptores
M.T. Transformador	TRP1-2	1
Líneas	L1, L2, L3 y L4	4
Servicios auxiliares	Servicios auxiliares (TSA-1)	1 (*)
Batería de condensadores	BC2	1

(*). Se dotará de seccionador-Fusible.

5.2.2 Subestación 50 MW 66/30 kV

El objeto de este proyecto para la evacuación del parque de 50 MWp es la construcción de una subestación de 66/30 kV formada por un parque de 66 kV tipo AIS de intemperie en configuración trafo-línea con un transformador de potencia de 45/50 MVA, y otro parque de 30 kV tipo AIS/GIS con un (1) grupo de celdas de distribución y con los equipos necesarios para el control y explotación de la subestación. Tanto las celdas de 30 kV como los equipos de control se ubicarán en el interior de un edificio.

Todos los elementos de la subestación se ubicarán en un recinto vallado de dimensiones 35 x 32 m.

En el Documento N.º 03: Planos, figura la planta general de la subestación.

La Subestación objeto del proyecto estará constituida por:

- Parque de 66 kV;
- Transformación;
- Parque de 30 kV (exterior e interior);
- Sistema de Servicios Auxiliares;

- Sistema de Puesta a Tierra;
- Sistemas de Control y Protecciones;
- Sistemas de Comunicaciones.

El parque de 66 kV de la subestación tendrá una configuración trafo-línea, en tecnología AIS y dispondrá de las siguientes posiciones:

Tabla 5–4. Posiciones del parque de 66 kV

N.º de Calles	Posiciones	N.º de Interruptores
Calle 1	L1-TRP1	1

El parque de 30 kV de la subestación tendrá una configuración de simple barra, en tecnología GIS y dispondrá de las siguientes posiciones:

Tabla 5–5. Posiciones del Módulo 1 de celdas de M.T.

N.º de Calles	Posiciones	N.º de Interruptores
M.T. Transformador	TRP1-1	1
Líneas	L1, L2, L3 y L4	4
Servicios auxiliares	Servicios auxiliares (TSA-1)	(*)
Batería de condensadores	BC1	1

(*). Se dotará de seccionador-Fusible.

5.3. Parámetros de diseño

5.3.1 Magnitudes eléctricas

Como criterios básicos de diseño se adoptarán las siguientes magnitudes eléctricas:

Tabla 5–6. Posiciones de AT.

	Parque 220 kV	Parque 66 kV
Instalación	Intemperie	Intemperie
Tecnología	AIS	AIS
Tensión nominal	220 kV	66 kV
Tensión más elevada para el material (Ve)	245 kV	72,5 kV
Neutro	Rígido a tierra	Rígido a tierra
Intensidad nominal de la posición de línea-trafo	2000 A	1250 A
Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz)	40 kA	31,5 kA
Tiempo de extinción de la falta	0,5s	0,5s
Nivel de aislamiento:		
a) Tensión soportada a impulso tipo maniobra	460 kV	140 kV
b) Tensión soportada a impulso tipo rayo	1050 kV	325 kV
Línea de fuga mínima para aisladores	25 mm/kV	25 mm/kV

Tabla 5–7. Posiciones de MT.

	Parque 30 kV(200MW)	Parque 30 kV(50MW)
Instalación	Intemperie/Interior	Intemperie/Interior
Tecnología	AIS/GIS	AIS/GIS
Tensión nominal de la red	30 kV	30 kV
Tensión más elevada para el material (Um)	36 kV	36 kV
Intensidad nominal de Barra	2000 A	1250 A
Intensidad nominal de la posición de línea/BC	630 A	630 A
Intensidad nominal de la celda del Transformador	2000 A	1250 A
Intensidad nominal de posición de TSA	6,3 A	6,3 A
Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz)	25 kA	25 kA
Tiempo de extinción de la falta	0,5s	0,5s
Nivel de aislamiento:		
a) Tensión soportada a impulso tipo maniobra	70 kV	70 kV
b) Tensión soportada a impulso tipo rayo	170 kV	170 kV
Línea de fuga mínima para aisladores	25 mm/kV	25 mm/kV

5.3.2 Distancias

Las distancias a adoptar serán como mínimo las que a continuación se indican, basándose para ello en las magnitudes eléctricas adoptadas y en la normativa aplicable.

Tabla 5-8. Resumen de tensiones y distancias de aislamiento

Tensión nominal (kV eficaces)	Tensión más elevada para el material (kV eficaces)	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV eficaces)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV eficaces)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
220	245	460	1050	2100
66	72,5	140	325	630
30	36	70	170	320

Las distancias adoptadas en ambos parques son válidas, dado que se supone una altura de la instalación sobre el nivel del mar inferior a 1.000 m.

Con respecto a la altura de las partes en tensión sobre viales y zonas de servicio accesibles al personal, la normativa, prescribe una altura mínima de 2.300 mm a zócalo de aparatos, lo que se garantizará con las estructuras soporte del aparellaje.

5.3.3 Características técnicas de los componentes del parque

5.3.3.1 Parque de alta tensión 220 kV Y 66 kV

Los parques de alta tensión para 220 kV y 66 kV estarán compuestos por las siguientes posiciones:

- Una (1) posición de trafo-línea compuesta por:
 - Un (1) interruptor tripolar;
 - Tres (3) transformadores de intensidad;
 - Un (1) seccionador tripolar de línea con puesta a tierra;
 - Tres (3) transformadores de tensión;
 - Seis (6) autoválvulas unipolares.

Las características de los componentes que forman estas posiciones se describen a continuación:

Interruptor

Las características del interruptor en este nivel de tensión son:

Tabla 5–9. Características Interruptor

N.º de polos	3	3
Instalación	Intemperie	Intemperie
Medio de extinción y aislamiento	SF6	SF6
Montaje	Sobre estructura metálica	Sobre estructura metálica
Tensión nominal	220 kV	66 kV
Tensión más elevada para el material	245 kV	72,5 kV
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Intensidad nominal Posición Trafo-línea	2000 A	1250 A
Intensidad de corte	40 kA	31,5 kA
Factor del primer polo	1,3	1,3
Ciclo	O-0,3s-CO-3min - CO	O-0,3s-CO-3min - CO
Tipo de mando:	Por resorte	Por resorte
Cantidad de mandos por interruptor tripolar:	1	1
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	460 kV	140 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)	1050 kV	325 kV
Tensión asignada de los dispositivos de cierre y apertura, y de los circuitos auxiliares	125 Vcc	125 Vcc

Seccionador

Las características de los seccionadores en este nivel de tensión son:

Tabla 5–10. Características Seccionador

N.º de polos	3	3
Instalación	Intemperie	Intemperie
Tensión nominal	220 kV	66 kV
Tensión más elevada para el material	245 kV	72,5 kV
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Intensidad nominal Posición Trafo-línea	2000 A	1250 A
Intensidad límite térmica	40 kA	31,5 kA
Accionamiento	Motorizado/Manual	Motorizado/Manual
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.) A tierra y entre polos	460 kV	140 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta) A tierra y entre polos	1050 kV	325 kV
Tipo Accionamiento de cuchillas principales:	Manual indirecto	Manual indirecto
N.º de cuchillas por seccionador tripolar	1	1

Transformadores de intensidad

Las características de los transformadores de intensidad en este nivel de tensión son:

Tabla 5–11. Características Transformador de Intensidad

Instalación	Intemperie	Intemperie
Aislamiento	Papel-aceite	Papel-aceite
Tensión nominal	220 kV	66 kV
Relación de transformador Posición Línea-transformador	500-750-1000/5-5-5-5 A	600-800/5-5-5-5 A
1er. Núcleo (medida)	20 VA cl. 0,2s FS<5	10 VA cl. 0,2s FS<5
2º. Núcleo (medida)	20 VA cl. 0,2s FS<5	10 VA cl. 0,5 FS<5
3er Núcleo (protección)	50 VA 5 P20	30 VA 5 P20
4º Núcleo (protección)	50 VA 5 P20	30 VA 5 P20
5º Núcleo (protección)	50 VA 5 P20	30 VA 5 P20
Intensidad térmica de cortocircuito	40 kA	31,5 kA
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	460 kV	140 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)	1050 kV	325 kV

Transformadores de tensión

Las características de los transformadores de tensión en este nivel de tensión son:

Tabla 5–12. Características Transformador de Tensión

Instalación	Intemperie	Intemperie
Tensión nominal	220 kV	66 kV
Relación de transformación	220000: $\sqrt{3}/110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3}$ V	66000: $\sqrt{3}/110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3}$ V
1º Núcleo	20 VA cl. 0,2	20 VA cl. 0,2
2º Núcleo	50 VA cl. 0,5-3P	50 VA cl. 0,5-3P
3er Núcleo	50 VA cl. 0,5-3P	50 VA cl. 0,5-3P
Factor de Tensión	1,2 Un en permanente, 1,9 Un 8 h	1,2 Un en permanente, 1,9 Un 8 h
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	460 kV	140 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)	1050 kV	325 kV

Autoválvulas

Las características de las autoválvulas en este nivel de tensión son:

Tabla 5–13. Características Autoválvulas

Instalación	Intemperie	Intemperie
Tensión asignada	198 kV	53 kV
Tensión de servicio continuo	156 kV	48 kV
Intensidad nominal de descarga	10 kA	10 kA
Longitud de la línea de fuga	≥ 7595 mm	$\geq 1812,5$ mm

5.3.3.2 ZONA DE TRANSFORMACIÓN 220/30 KV

Para la transformación 220/30 kV se ha previsto el montaje de un transformador de potencia trifásico de 200/100/100 MVA, de tres devanados, uno principal y dos secundarios, en baño de aceite, sobre una bancada situada en la zona de intemperie.

El transformador de potencia se ubica cercano al vial principal de la subestación y al edificio de control y celdas, de manera que se facilita su descarga y las maniobras a realizar en caso de mantenimiento, además de reducir los recorridos de los conductores del lado de baja tensión de este.

El elemento dieléctrico que forma este elemento será aceite, el cual circulará en el interior de la cuba por convección natural.

La conexión del neutro en el lado de alta tensión será rígida a tierra, mientras que en el lado de baja tensión se aislará mediante una reactancia.

Los transformadores tendrán regulación en carga y se instalarán autoválvulas en ambos lados.

El transformador se apoyará sobre una bancada de hormigón armado. En la misma cimentación, se hará solidaria a ella un pequeño foso con pendiente que recogerá posibles vertidos de aceite, para posteriormente trasladarlos a otro lugar. Para realizar dicho almacenamiento se instalará un depósito de aceite con capacidad suficiente para albergar todo el dieléctrico en caso de su fuga completa.

Las características técnicas del transformador de potencia son las siguientes:

Tabla 5–14. Características Transformador 220/30 kV

Tipo	Trifásico
Clase de servicio	Continuo
Tensión del devanado primario	220 kV $\pm 10 \pm 1,5\%$
Tensión 1 del devanado secundario	30 kV
Tensión 2 del devanado secundario	30 kV
Potencia nominal ONAN	120/60/60 MVA
Potencia nominal ONAF 1	160/80/80 MVA
Potencia nominal ONAF 2	200/100/100 MVA
Grupo de transformación	YNd11-d11
Tensión cortocircuito	13 %

5.3.3.3 ZONA DE TRANSFORMACIÓN 66/30 KV

Para la transformación 66/30 kV se ha previsto el montaje de un transformador de potencia trifásico de 45/50 MVA, en baño de aceite, sobre una bancada situada en la zona de intemperie.

El transformador de potencia se ubica cercano al vial principal de la subestación y al edificio de control y celdas, de manera que se facilita su descarga y las maniobras a realizar en caso de mantenimiento, además de reducir los recorridos de los conductores del lado de baja tensión de este.

El elemento dieléctrico que forma este elemento será aceite, el cual circulará en el interior de la cuba por convección natural.

La conexión del neutro en el lado de alta tensión será rígida a tierra, mientras que en el lado de baja tensión se aislará mediante una reactancia.

Los transformadores tendrán regulación en carga y se instalarán autoválvulas en ambos lados.

El transformador se apoyará sobre una bancada de hormigón armado. En la misma cimentación, se hará solidaria a ella un pequeño foso con pendiente que recogerá posibles vertidos de aceite, para posteriormente trasladarlos a otro lugar. Para realizar dicho almacenamiento se instalará un depósito de aceite con capacidad suficiente para albergar todo el dieléctrico en caso de su fuga completa.

Las características técnicas del transformador de potencia son las siguientes:

Tabla 5–15. Características Transformador 66/30 kV

Tipo	Trifásico
Clase de servicio	Continuo
Tensión del devanado primario	66 kV $\pm 10 \pm 1,5\%$
Tensión del devanado secundario	30 kV
Potencia nominal.	45/50 MVA
Clase de refrigeración	ONAN/ONAF
Grupo de transformación	YNd11
Tensión cortocircuito	11,00 %

5.3.3.4 PARQUE DE MEDIA TENSIÓN 30 KV

La salida en media tensión del transformador de potencia para la subestación de 220/30 kV estará compuesta por la siguiente aparamenta de exterior:

- Seis (6) autoválvulas unipolares;
- Dos (2) reactancias de puesta a tierra;
- Dos (2) banco de condensadores;
- Dos (2) Embarrados formados por pletinas de cobre.

La salida en media tensión del transformador de potencia para la subestación de 220/30 kV estará compuesta por la siguiente aparamenta de exterior:

- Tres (3) autoválvulas unipolares;
- Una (1) reactancia de puesta a tierra;
- Un (1) banco de condensadores;
- Seis (6) terminales de exterior para cable aislado 18/30 kV.

Se disponen de reactancias trifásicas de puesta a tierra sumergidas en aceite con objeto de crear un neutro artificial para el transformador de potencia, cuyo devanado en el lado de baja tensión se encuentra en triángulo, y por lo tanto no se dispone de neutro. Gracias a esta reactancia, ante una falta monofásica, se producirán corrientes en dicho neutro que alertarán al sistema de que se ha podido producir alguna sobrecorriente. Estas intensidades están limitadas en magnitud y tiempo.

Las características y equipos que conforman la posición reactancia de puesta a tierra en este nivel de tensión son los especificados en los apartados siguientes:

Reactancia de puesta a tierra

Las características de la reactancia de puesta a tierra en este nivel de tensión son:

Tabla 5–16. Características Reactancia de Puesta a Tierra

Instalación	Intemperie
Refrigeración	Natural
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	70 kV
Tensión de choque	170 kV
Tensión de servicio	30 kV
Conexión	Zig-Zag
Intensidad admisible 30 segundos.	500 A

Batería de condensadores

A su vez, en el parque de 30 kV de intemperie se colocarán las baterías de condensadores, correspondientes a la barra a la que están conectadas las celdas de línea provenientes del parque fotovoltaico.

Cada banco vendrá dotado de los correspondientes condensadores, en un número tal que garanticen la suma de la potencia proyectado para el mismo, un transformador para la base de desequilibrio de la batería, y un sistema de seguridad de puesta a tierra. Además, cada una de ellas, tendrá una terna de reactancias a conectar en serie con la batería para limitar la corriente transitoria de conexión.

Las baterías estarán protegidas por una cabina compacta de envolvente metálica, preparada para trabajar en intemperie.

De forma general los bancos de condensadores tendrán las siguientes características:

Tabla 5–17. Características Batería de Condensadores

Instalación	Intemperie
Construcción	Envolvente metálica
Resistencia a la corrosión	C3
Tensión nominal	30 kV
Tensión nominal de aislamiento	36 kV
Potencia nominal	8 Mvar

Celdas de media tensión

La conexión de las celdas de media tensión con el transformador de potencia se realizarán mediante cable aislado instalado en el canal de cables conectado mediante bornas enchufables.

El parque de 30 kV interior estará formado por las siguientes celdas para la subestación de 220/30 kV:

- Ocho (8) celdas de línea compuestas cada una de ellas por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Un (1) interruptor tripolar;
 - Tres (3) transformadores de Intensidad;
 - Tres (3) detectores monofásicos de tensión.
- Dos (2) celdas de transformador compuestas cada una de ellas por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Un (1) interruptor tripolar;

- Tres (3) transformadores de Intensidad;
- Tres (3) transformadores de Tensión;
- Tres (3) detectores monofásicos de tensión.
- Dos (2) celdas de banco de condensadores compuestas cada una de ellas por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Un (1) interruptor tripolar;
 - Tres (3) transformadores de Intensidad;
 - Tres (3) detectores monofásicos de tensión.
- Dos (2) celdas de transformador de SS.AA. compuestas cada una de ellas por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Una (1) protección fusible;
 - Tres (3) detectores monofásicos de tensión.

El parque de 30 kV interior estará formado por las siguientes celdas para la subestación de 66/30 kV:

- Cuatro (4) celdas de línea compuestas cada una de ellas por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Un (1) interruptor tripolar;
 - Tres (3) transformadores de Intensidad;
 - Tres (3) detectores monofásicos de tensión.
- Una (1) celda de transformador compuesta por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Un (1) interruptor tripolar;
 - Tres (3) transformadores de Intensidad;
 - Tres (3) transformadores de Tensión;
 - Tres (3) detectores monofásicos de tensión.
- Una (1) celda de banco de condensadores compuesta por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Un (1) interruptor tripolar;
 - Tres (3) transformadores de Intensidad;
 - Tres (3) detectores monofásicos de tensión.
- Una (1) celda de transformador de SS.AA. compuestas cada una de ellas por:
 - Un (1) seccionador tripolar;
 - Una (1) protección fusible;
 - Tres (3) detectores monofásicos de tensión.

Las características de los componentes que forman estas celdas se describen a continuación:

Interruptores 30 kV

Las características del interruptor en este nivel de tensión son:

Tabla 5–18. Características Interruptores 30 kV

N.º de polos	3	3
Instalación	Interior	Interior
Medio de extinción y aislamiento	SF6	SF6
Tensión nominal	30 kV	30 kV
Tensión más elevada para el material	36 kV	36 kV
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Intensidad nominal de Barra	2000 A	1250 A
Intensidad nominal Posición Línea	630 A	630 A
Intensidad nominal de la celda del TRP1	2000 A	1250 A
Intensidad nominal de la posición de BC	630 A	630 A
Intensidad de corte	25 kA	25 kA
Ciclo	O-0,3s-CO-20s -CO	O-0,3s-CO-20s -CO
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	70 kV	70 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)	170 kV	170 kV

El mando será motorizado con una bobina de cierre, otra de disparo, relé antibombeo y contactos auxiliares de señalización.

Seccionadores 30 kV

Las características de los seccionadores en este nivel de tensión son:

Tabla 5–19. Características Seccionadores 30 kV

N.º de polos	3	3
Instalación	Interior	Interior
Tensión nominal	30 kV	30 kV
Tensión más elevada para el material	36 kV	36 kV
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Intensidad nominal de Barra	2000 A	1250 A
Intensidad nominal Posición Línea	630 A	630 A
Intensidad nominal de la celda del TRP1	2000 A	1250 A
Intensidad nominal de la posición de BC	630 A	630 A
Intensidad límite térmica	25 kA	25 kA
Accionamiento	Motorizado/Manual	Motorizado/Manual
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.) A tierra y entre polos	70 kV	70 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta) A tierra y entre polos	170 kV	170 kV

Transformadores de intensidad 30 kV

Las características de los transformadores de intensidad en este nivel de tensión para el parque de 220/30 kV son:

Tabla 5–20. Características Transformadores de Intensidad 30 kV

Instalación	Interior
Tensión nominal	30 Kv
Relación de transformador posición Acometida Transformador TRP1	2000-2500/5-5-5-5 A
1er Núcleo (medida)	10 VA Cl. 0,2s Fs<5
2º y 3er Núcleo (protección)	20 VA 5P20
Relación de transformador posición circuito 1	500-750/5-5 A
1er. Núcleo (medida)	10 VA Cl. 0,2s Fs<5
2º. Núcleo (protección)	10 VA 5P20
Relación de transformador posición circuito 2	500-750/5-5 A
1er. Núcleo (medida)	10 VA Cl. 0,2s Fs<5
2º. Núcleo (protección)	10 VA 5P20
Relación de transformador posición circuito 3	500-750/5-5 A
1er. Núcleo (medida)	10 VA Cl. 0,2s Fs<5
2º. Núcleo (protección)	10 VA 5P20
Relación de transformador posición circuito 4	400-600/5-5 A
1er. Núcleo (medida)	10 VA Cl. 0,2s Fs<5
2º. Núcleo (protección)	10 VA 5P20
Relación de transformador posición Banco de Condensadores	200-300/5-5 A
1er. Núcleo (medida)	5 VA Cl. 0,5 Fs<5
2º. Núcleo (protección)	15 VA 5P20
Relación de transformador posición Transformador de SS.AA	4/1 A
1er. Núcleo (medida)	5 VA Cl. 0,2 Fs<5
Intensidad límite térmica	25 kA
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2xIn
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	70 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)	170 kV

Las características de los transformadores de intensidad en este nivel de tensión para el parque de 66/30 kV son:

Tabla 5–21. Características Transformadores de Intensidad 30 kV

Instalación	Interior
Tensión nominal	30 Kv
Relación de transformador posición Acometida Transformador TRP1	1000-1500/5-5-5 A
1er Núcleo (medida)	5 VA Cl. 0,2s Fs<5
3er y 4º Núcleo (protección)	5 VA cl. 5P20
Relación de transformador posición de línea	400-600/5-5 A
1er. Núcleo (medida)	5 VA Cl. 0,2s Fs<5
2º. Núcleo (protección)	5 VA Cl. 5P20
Relación de transformador posición Banco de Condensadores	200-400/5-5 A
1er. Núcleo (medida)	5 VA Cl. 0,5 Fs<5
2º. Núcleo (protección)	5 VA Cl. 5P20
Relación de transformador posición Transformador de SS.AA	4/1 A
1er. Núcleo (medida)	5 VA Cl. 0,2 Fs<5
Intensidad límite térmica	25 kA
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2xIn
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	70 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)	170 kV

Transformadores de tensión 30 kV

Las características de los transformadores de tensión en este nivel de tensión son las siguientes:

Tabla 5–22. Características Transformadores de Tensión 30 kV

Instalación	Interior
Tensión nominal	30 kV
Relación de transformación	30000: $\sqrt{3}/110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3}-110$: 3 V
1er Núcleo	20 VA Cl. 0,2s
2º Núcleo	50 VA Cl. 3P
3er Núcleo	50 VA Cl. 3P
Factor de Tensión	1,2 Un en permanente, 1,9 Un 8 h
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	70 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)	170 kV

5.4. Cálculo de conductores

5.4.1 Capacidad de corriente en los conductores desnudos

5.4.1.1 Parque de 220 kV

Cable de aluminio homogéneo

La intensidad máxima calculada que recorrerá los conductores será la correspondiente a la potencia nominal del transformador, que en este nivel de tensión será:

$$S_{nominal} = \sqrt{3} \cdot U_{nominal} \cdot I_{nominal} \rightarrow I_{nominal} = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} \cdot U_{nominal}} = \frac{200 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} = 524,87 \text{ A} \quad (5-1)$$

El conductor elegido deberá ser mayor que la intensidad anteriormente calculada. Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–23. Características Conductor Arbutus

Material	Aluminio
Denominación del cable	Arbutus
Configuración	Símplex
Calibre	795 AWG
Resistencia eléctrica en c.c. a 20 °C	0,0715 Ω /km
N.º de hilos	37 x 3,72 mm
Sección	403 mm ²
Diámetro total del cable	26,07 mm
Peso	1,11 kg/m
Carga de rotura	6303 kg

Intensidad nominal admisible en el conductor (Cable de aluminio)

La densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente en función de la sección nominal y el material elegido se halla en la Tabla 11 de la ITC-LAT 07: Líneas Aéreas con Conductores Desnudos.

En el caso del conductor elegido, aplicando los coeficientes reductores por la composición de este y extrapolando entre los valores encontrados en la mencionada tabla, se obtiene que la densidad de corriente admisible es de 1,93 A/mm².

La intensidad admisible que podrá circular por los conductores según dicho método será el siguiente:

$$I_{admisible} = \delta \cdot S = 1,93 \cdot 403 = 777,79 \text{ A} \quad (5-2)$$

Se puede comprobar que dicho valor es superior al calculado:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 777,79 \text{ A} > 524,87 \text{ A} \quad (5-3)$$

Intensidad de cortocircuito (Cable de aluminio)

Los métodos de cálculo de las corrientes de cortocircuito en las redes trifásicas de corriente alternan se dan en la norma UNE-EN 60909 y los métodos de cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito son dados en la norma UNE-EN 60865-1. No obstante se abre la posibilidad de elección de otro método de cálculo.

En este caso se realizará según el indicado en la norma UNE 21192: Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.

La intensidad de cortocircuito admisible viene dada por la expresión:

$$I_{cc} = \varepsilon \cdot I_{AD} \quad (5-4)$$

Donde:

- I es la intensidad de cortocircuito admisible;
- I_{AD} es la intensidad de cortocircuito calculada en una hipótesis adiabática;
- ε es el factor que tiene en cuenta la pérdida de calor en los componentes adyacentes, y que en régimen adiabático es igual a la unidad.

La fórmula que rige la intensidad de cortocircuito calculada en una hipótesis adiabática se presenta bajo la siguiente forma general:

$$I_{AD} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \cdot \sqrt{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}} \quad (5-5)$$

Donde:

- t es la duración del cortocircuito en segundos;
- K es la constante que depende del material del componente conductor de corriente, la cual podemos encontrar en la Tabla 1 de la norma citada anteriormente y que en el caso del aluminio vale 148 (A·√s)/mm²;
- S es la sección geométrica del componente conductor de corriente en mm²
- θ_f es la temperatura final en K
- θ_i es la temperatura inicial en K
- β es la inversa del coeficiente de variación de resistencia con la temperatura del componente conductor de corriente en °C, y que para el caso del aluminio vale 228 K.

En nuestro caso I_{AD} será igual a:

$$I_{AD} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \cdot \sqrt{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}} = \frac{148 \cdot 403}{\sqrt{0,5}} \cdot \sqrt{\ln \frac{250 + 228}{85 + 228}} = 54886 \text{ A} \quad (5-6)$$

Por lo tanto:

$$I_{cc} = I_{AD} = 54886 \text{ A} \quad (5-7)$$

Esta intensidad es mayor que la intensidad de cortocircuito de diseño de la instalación como se puede comprobar:

$$I_{cc} > I_{ccnominal} \rightarrow 54886 \text{ A} > 40000 \text{ A} \quad (5-8)$$

Tubo de aluminio homogéneo

La intensidad máxima calculada que recorrerá los conductores será la correspondiente a la potencia nominal del transformador, que en este nivel de tensión será:

$$S_{nominal} = \sqrt{3} \cdot U_{nominal} \cdot I_{nominal} \rightarrow I_{nominal} = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} \cdot U_{nominal}} = \frac{200 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} = 524,87 \text{ A} \quad (5-9)$$

El conductor elegido deberá ser mayor que la intensidad anteriormente calculada. Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–24. Características Conductor 6063-T6

Material	Aluminio
Aleación	6063-T6
Conductividad térmica	201 W/m·K
Resistividad eléctrica a 20 °C	0,0325 μΩ·m
Coefficiente de temperatura de resistencia eléctrica a 20 °C	0,0035 K ⁻¹
Resistencia a la tracción	215 N/mm ²
Diámetro exterior/interior del conductor	63/47 mm
Sección nominal	1382 mm ²
Peso propio	3,732 kg/m
Vano admisible	10,40 m

Intensidad nominal admisible en el conductor (Tubo de aluminio)

Las corrientes máximas admisibles de las barras de aluminio de sección circular hueca tanto pintadas como desnudas e interiores como exteriores vienen dadas por la norma DIN 43670.

Estos valores están calculados para una temperatura ambiente de 35°C y una temperatura final del embarrado de 80 °C.

La intensidad nominal, por tanto, para el conductor elegido de 63/47 mm, será la siguiente:

$$I_{admissible} = 1546 \text{ A} \quad (5-10)$$

Se puede comprobar que dicho valor es superior al calculado:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 1546 A > 524,87 A \quad (5-11)$$

5.4.1.2 Parque de 66 kV

Cable de aluminio homogéneo

La intensidad máxima calculada que recorrerá los conductores será la correspondiente a la potencia generada por la planta solar fotovoltaica, que en este nivel de tensión será:

$$P_{nominal} = \sqrt{3} \cdot U_{nominal} \cdot I_{nominal} \rightarrow I_{nominal} = \frac{P_{nominal}}{\sqrt{3} \cdot U_{nominal} \cdot \cos \varphi} = \frac{45,6 MW}{\sqrt{3} \cdot 66 kV} = 398,89 A \quad (5-12)$$

El conductor elegido deberá ser mayor que la intensidad anteriormente calculada. Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5-25. Características Conductor Arbutus

Material	Aluminio
Denominación del cable	Arbutus
Configuración	Simplex
Calibre	795 AWG
Resistencia eléctrica en c.c. a 20 °C	0,0715 Ω/km
N.º de hilos	37 x 3,72 mm
Sección	403 mm²
Diámetro total del cable	26,07 mm
Peso	1,11 kg/m
Carga de rotura	6303 kg

Intensidad nominal admisible en el conductor

La densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente en función de la sección nominal y el material elegido se halla en la Tabla 11 de la ITC-LAT 07: Líneas Aéreas con Conductores Desnudos.

En el caso del conductor elegido, aplicando los coeficientes reductores por la composición de este y extrapolando entre los valores encontrados en la mencionada tabla, se obtiene que la densidad de corriente admisible es de 1,94 A/mm².

La intensidad admisible que podrá circular por los conductores según dicho método será el siguiente:

$$I_{admisible} = \delta \cdot S = 1,94 \cdot 403 = 781,82 A \quad (5-13)$$

Se puede comprobar que dicho valor es superior al calculado:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 781,82 A > 419,89 A \quad (5-14)$$

Intensidad de cortocircuito (Cable de aluminio)

Los métodos de cálculo de las corrientes de cortocircuito en las redes trifásicas de corriente alternan se dan en la norma UNE-EN 60909 y los métodos de cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito son dados en la norma UNE-EN 60865-1. No obstante se abre la posibilidad de elección de otro método de cálculo.

En este caso se realizará según el indicado en la norma UNE 21192: Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.

La intensidad de cortocircuito admisible viene dada por la expresión:

$$I_{cc} = \varepsilon \cdot I_{AD} \quad (5-15)$$

Donde:

- I es la intensidad de cortocircuito admisible;
- I_{AD} es la intensidad de cortocircuito calculada en una hipótesis adiabática;
- ε es el factor que tiene en cuenta la pérdida de calor en los componentes adyacentes, y que en régimen adiabático es igual a la unidad.

La fórmula que rige la intensidad de cortocircuito calculada en una hipótesis adiabática se presenta bajo la siguiente forma general:

$$I_{AD} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \cdot \sqrt{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}} \quad (5-16)$$

Donde:

- t es la duración del cortocircuito en segundos;
- K es la constante que depende del material del componente conductor de corriente, la cual podemos encontrar en la Tabla 1 de la norma citada anteriormente y que en el caso del aluminio vale $148 (A \cdot \sqrt{s}) / [mm]^2$;
- S es la sección geométrica del componente conductor de corriente en mm^2
- θ_f es la temperatura final en K
- θ_i es la temperatura inicial en K
- β es la inversa del coeficiente de variación de resistencia con la temperatura del componente conductor de corriente en $^{\circ}C$, y que para el caso del aluminio vale 228 K.

En nuestro caso I_{AD} será igual a:

$$I_{AD} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \cdot \sqrt{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}} = \frac{148 \cdot 403}{\sqrt{0,5}} \cdot \sqrt{\ln \frac{250 + 228}{85 + 228}} = 54886 A \quad (5-17)$$

En este caso, al ser conductores de cables desnudos y no encontrarse componentes adyacentes

$$\varepsilon = 1 \quad (5-18)$$

Por lo tanto:

$$I_{cc} = I_{AD} = 54886 A \quad (5-19)$$

Esta intensidad es mayor que la intensidad de cortocircuito de diseño de la instalación como se puede comprobar:

$$I_{cc} > I_{ccnominal} \rightarrow 54886 A > 31500 A \quad (5-20)$$

5.4.1.3 Parque de 30 kV (200 MW)

Posición de transformador

Pletina de Cobre

La intensidad máxima calculada que recorrerá los conductores será la correspondiente a la potencia nominal del

viabilidad de las plantas fotovoltaicas.

transformador, que por cada devanado y en este nivel de tensión será:

$$S_{nominal} = \sqrt{3} \cdot U_{nominal} \cdot I_{nominal} \rightarrow I_{nominal} = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} \cdot U_{nominal}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 1924,50 \text{ A} \quad (5-21)$$

El conductor elegido deberá ser mayor que la intensidad anteriormente calculada. Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–26. Características Pletina de Cobre

Material	Cobre
Pletinas por fase	2
Medidas	80x10 mm
Sección nominal	800 mm ²
Peso propio	7,20 kg/m
Intensidad admisible según fabricante	2000 A

La intensidad nominal, por tanto, para el conductor elegido, será la siguiente:

$$I_{admissible} = 2000 \text{ A} \quad (5-22)$$

Se puede comprobar que dicho valor es superior al calculado:

$$I_{admissible} > I_{nominal} \rightarrow 2000 \text{ A} > 1924,50 \text{ A} \quad (5-23)$$

5.4.2 Capacidad de corriente en los conductores aislados

5.4.2.1 Parque de 30 kV (200 MW)

Celda de transformador TRP 1-1 Y TRP1-2

Para hacer la conexión con la barra del parque de 30 kV tipo GIS se conectarán los correspondientes cables aislados, los cuales irán hasta el edificio de control y celdas. La intensidad que circulará por la celda de transformación de cada módulo de 30 kV de la planta solar fotovoltaica será la siguiente:

$$I = \frac{S_{mód}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{91 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 0,95} = 1786,90 \text{ A} \quad (5-24)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–27. Características Conductor de Celda de Transformador

Material	Aluminio
Tensión nominal	18/30 kV
Denominación del cable	AL HEPRZ1 (AS)
Configuración	Cuatro cables por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,0643 Ω /km
Sección	630 mm ²
Diámetro total del cable	45,3 mm
Peso	3,6 kg/m
Carga de rotura mínima	850 N/cm ²
Intensidad admisible según fabricante	905 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–28. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación al aire
Configuración del cable	Cable trifásico o ternas de cables unipolares
Temperatura ambiente	45°C
Cables instalados al aire en canales o galerías	Si
Separación entre cables	Sin separación
Distancia a la pared	Menor de 2 cm
Bandejas de cables	Bandejas continuas
Número de bandejas de cables	1
Número de cables o ternas de cables unipolares en el mismo canal	6
Exposición al sol	No

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,56 \quad (5-25)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 905 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{adm} = I \cdot k = 905 \cdot 0,56 = 506 \text{ A} \quad (5-26)$$

La intensidad admisible que circulará por cada conductor será la intensidad nominal entre el número de conductores por fase, de manera que:

$$I_{cond} = \frac{I}{n} = \frac{1786,90}{4} = 446,73 \text{ A} \quad (5-27)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido ya que:

$$I_{admisible} > I_{cond} \rightarrow 506 \text{ A} > 446,73 \text{ A} \quad (5-28)$$

Reactancias de puesta a tierra

La intensidad requerida para la interconexión entre cada reactancia y el embarrado de salida correspondiente del transformador de potencia que circulará por cada conductor será la siguiente:

$$I_{\text{limite}} = 500 \text{ A} \quad (5-29)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–29. Características Conductor de Reactancias de Puesta a Tierra

Material	Aluminio
Tensión nominal	18/30 kV
Denominación del cable	AL HEPRZ1 (AS)
Configuración	Un cable por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,089 Ω/km
Sección	500 mm²
Diámetro total del cable	48,70 mm
Peso	2,876 kg/m
Carga de rotura	850 N/cm²
Intensidad admisible según fabricante	775 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–30. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación al aire
Configuración del cable	Cable trifásico o ternas de cables unipolares
Temperatura ambiente	45°C
Cables instalados al aire en canales o galerías	Si
Separación entre cables	Sin separación
Distancia a la pared	Menor de 2 cm
Bandejas de cables	Bandejas continuas
Número de bandejas de cables	1
Número de cables o ternas de cables unipolares en el mismo canal	1
Exposición al sol	Si

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,75 \quad (5-30)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 775 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{\text{adm}} = I \cdot k = 775 \cdot 0,75 = 578,93 \text{ A} \quad (5-31)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido, ya que:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 578,93 \text{ A} > 500 \text{ A} \quad (5-32)$$

Celdas de bancos de condensadores

La intensidad requerida para la interconexión entre el banco de condensadores y su correspondiente celda de media tensión que circulará por cada conductor será la siguiente:

$$I = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{8 \text{ MVAR}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 1} = 154 \text{ A} \quad (5-33)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–31. Características Conductor de Banco de Condensadores

Material	Aluminio
Tensión nominal	AL HEPRZ1 (AS)
Denominación del cable	18/30 kV
Configuración	Un cable por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,168 Ω/km
Sección	240 mm ²
Diámetro total del cable	36 mm
Peso	1,600 kg/m
Carga de rotura	850 N/cm ²
Intensidad admisible según fabricante	345 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–32. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación enterrada
Configuración del cable	Cables en interior de tubos enterrados
Temperatura del terreno	45°C
Resistividad térmica del terreno	2 K·m/W
Profundidad de enterramiento	1,50 m
Número de ternos distintos en la zanja	N/A
Separación entre cables	0 m

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,785 \quad (5-34)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 345 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{adm} = I \cdot k = 345 \cdot 0,785 = 270,83 \text{ A} \quad (5-35)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido, ya que:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 270,83 \text{ A} > 154 \text{ A} \quad (5-36)$$

Transformador de servicios auxiliares

La intensidad requerida para la interconexión entre el transformador de servicios auxiliares y su correspondiente celda de media tensión que circulará por cada conductor será la siguiente:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 1,924 \text{ A} \quad (5-37)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–33. Características Conductor de Servicios Auxiliares

Material	Aluminio
Tensión nominal	AL HEPRZ1 (AS)
Denominación del cable	18/30 kV
Configuración	Un cable por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,168 Ω/km
Sección	240 mm²
Diámetro total del cable	36 mm
Peso	1,600 kg/m
Carga de rotura	850 N/cm²
Intensidad admisible según fabricante	345 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–34. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación enterrada
Configuración del cable	Cables en interior de tubos enterrados
Temperatura del terreno	45°C
Resistividad térmica del terreno	2 K·m/W
Profundidad de enterramiento	1,50 m
Número de ternos distintos en la zanja	N/A
Separación entre cables	0 m

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,785 \quad (5-38)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 345 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{adm} = I \cdot k = 345 \cdot 0,785 = 270,83 \text{ A} \quad (5-39)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido, ya que:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 270,83 \text{ A} > 1,924 \text{ A} \quad (5-40)$$

5.4.2.2 Parque de 30 kV (50 MW)

Celda de transformador

Para hacer la conexión con la barra del parque de 30 kV tipo GIS se conectarán los correspondientes cables aislados, los cuales irán hasta el edificio auxiliar de celdas. La intensidad que circulará por la celda de transformación será la siguiente:

$$I = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{45,5 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 0,95} = 921,74 \text{ A} \quad (5-41)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–35. Características Conductor de Celda de Transformador

Material	Aluminio
Tensión nominal	18/30 kV
Denominación del cable	AL HEPRZ1 (AS)
Configuración	Dos cables por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,089 Ω/km
Sección	500 mm ²
Diámetro total del cable	48,70 mm
Peso	2,876 kg/m
Carga de rotura	850 N/cm ²
Intensidad admisible según fabricante	775 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–36. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación al aire
Configuración del cable	Cable trifásico o ternas de cables unipolares
Temperatura ambiente	45°C
Cables instalados al aire en canales o galerías	Si
Separación entre cables	Sin separación
Distancia a la pared	Menor de 2 cm
Bandejas de cables	Bandejas continuas
Número de bandejas de cables	1
Número de cables o ternas de cables unipolares en el mismo canal	3
Exposición al sol	No

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,66 \quad (5-42)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 775 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{adm} = I \cdot k = 775 \cdot 0,66 = 514,60 A \quad (5-43)$$

La intensidad admisible que circulará por cada conductor será la intensidad nominal entre el número de conductores, de manera que:

$$I_{cond} = \frac{I}{n} = \frac{921,74}{2} = 460,86 A \quad (5-44)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido ya que:

$$I_{admisible} > \frac{I_{nominal}}{2} \rightarrow 514,60 A > \frac{921,74}{2} A \rightarrow 514,60 A > 460,86 A \quad (5-45)$$

Reactancia de puesta a tierra

La intensidad requerida para la interconexión entre cada reactancia y el embarrado de salida correspondiente del transformador de potencia que circulará por cada conductor será la siguiente:

$$I_{limite} = 500 A \quad (5-46)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–37. Características Conductor de Reactancias de Puesta a Tierra

Material	Aluminio
Tensión nominal	18/30 kV
Denominación del cable	AL HEPRZ1 (AS)
Configuración	Un cable por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,089 Ω/km
Sección	500 mm ²
Diámetro total del cable	48,70 mm
Peso	2,876 kg/m
Carga de rotura	850 N/cm ²
Intensidad admisible según fabricante	775 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–38. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación al aire
Configuración del cable	Cable trifásico o ternas de cables unipolares
Temperatura ambiente	45°C
Cables instalados al aire en canales o galerías	Si
Separación entre cables	Sin separación
Distancia a la pared	Menor de 2 cm
Bandejas de cables	Bandejas continuas
Número de bandejas de cables	1
Número de cables o ternas de cables unipolares en el mismo canal	1
Exposición al sol	Si

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,66 \quad (5-47)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 775 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{adm} = I \cdot k = 775 \cdot 0,66 = 514,60 \text{ A} \quad (5-48)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido, ya que:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 514,60 \text{ A} > 500 \text{ A} \quad (5-49)$$

Celda de banco de condensadores

La intensidad requerida para la interconexión entre el banco de condensadores y su correspondiente celda de media tensión que circulará por cada conductor será la siguiente:

$$I = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{4 \text{ MVar}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 1} = 76,98 \text{ A} \quad (5-50)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–39. Características Conductor de Banco de Condensadores

Material	Aluminio
Tensión nominal	AL HEPRZ1 (AS)
Denominación del cable	18/30 kV
Configuración	Un cable por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,168 Ω/km
Sección	240 mm ²
Diámetro total del cable	36 mm
Peso	1,600 kg/m
Carga de rotura	850 N/cm ²
Intensidad admisible según fabricante	345 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–40. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación enterrada
Configuración del cable	Cables en interior de tubos enterrados
Temperatura del terreno	45°C
Resistividad térmica del terreno	2 K·m/W
Profundidad de enterramiento	1,50 m
Número de ternos distintos en la zanja	N/A
Separación entre cables	0 m

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,785 \quad (5-51)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 775 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{adm} = I \cdot k = 345 \cdot 0,785 = 270,83 \text{ A} \quad (5-52)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido, ya que:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 270,83 \text{ A} > 78,96 \text{ A} \quad (5-53)$$

Transformador de servicios auxiliares

La intensidad requerida para la interconexión entre el transformador de servicios auxiliares y su correspondiente celda de media tensión que circulará por cada conductor será la siguiente:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 1,924 \text{ A} \quad (5-54)$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado que cumple con las condiciones para realizar las interconexiones dispone de las siguientes características:

Tabla 5–41. Características Conductor de Servicios Auxiliares

Material	Aluminio
Tensión nominal	AL HEPRZ1 (AS)
Denominación del cable	18/30 kV
Configuración	Un cable por fase
Resistencia eléctrica en c.a. a 105 °C y 50 Hz	0,168 Ω /km
Sección	240 mm ²
Diámetro total del cable	36 mm
Peso	1,600 kg/m
Carga de rotura	850 N/cm ²
Intensidad admisible según fabricante	345 A

Para la elección del conductor deberemos tener en cuenta las características en las que se instalarán estos cables, debido a que supondrán un aumento o disminución en la capacidad admisible del mismo. Estas características son:

Tabla 5–42. Características Instalación

Tipo de instalación	Instalación enterrada
Configuración del cable	Cables en interior de tubos enterrados
Temperatura del terreno	45°C
Resistividad térmica del terreno	2 K·m/W
Profundidad de enterramiento	1,50 m
Número de ternos distintos en la zanja	N/A
Separación entre cables	0 m

En base a estos condicionantes, el factor de minoración de la intensidad admisible del conductor es el siguiente:

$$k = 0,785 \quad (5-55)$$

La intensidad admisible de este conductor en la configuración elegida será de 345 A, que minorada con el coeficiente anterior será de:

$$I_{adm} = I \cdot k = 345 \cdot 0,785 = 270,83 \text{ A} \quad (5-56)$$

Se demuestra que el conductor elegido es válido, ya que:

$$I_{admisible} > I_{nominal} \rightarrow 270,83 \text{ A} > 1,924 \text{ A} \quad (5-57)$$

5.5. Sistema de protección y control

5.5.1 Criterios básicos

El diseño de las protecciones y del control se realizará según lo indicado en el documento actualizado “Criterios Generales de Protección y Control en el Diseño y Adaptación de Instalaciones de la Red de Transporte y Distribución”. Además, el proyecto se complementará con los requerimientos específicos de la instalación.

El sistema de control y protección básicamente estará formado por una Unidad de Control de Subestación (UCS), la cual se comunicará con los relés de las Unidades de Control de Posición (UCP) mediante canales de fibra óptica. Cada conexión dispondrá de dos canales, uno para transmisión y otro para recepción de datos.

Las funciones básicas de la Unidad de Control de Subestación son las siguientes:

- Mando y señalización de todas las posiciones de la subestación;
- Ejecución de automatismos generales a nivel de subestación;
- Gestión de las alarmas del sistema;
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de telecontrol;
- Gestión de las comunicaciones con todas las UCP;
- Gestión de equipos periféricos como ordenadores o impresoras;
- Generación de informes de funcionamiento;
- Sincronización horaria.

Las funciones básicas de la Unidad de Control de Posición son las siguientes:

- Captación de las señales transmitidas por los transformadores de medida para generación de medidas, entre las que encontramos:
 - Intensidad;
 - Tensión;
 - Potencias.
- Captación de los estados de la aparamenta, a saber:
 - Estado de interruptores;
 - Estado de seccionadores;
 - Posiciones de regulación en carga de los transformadores.
- Mando y señalización de los dispositivos asociados a la posición;
- Captación y gestión de las alarmas de la posición;
- Protección de la posición.

5.5.2 Disposición

La marca y modelo de los relés de protección de esta subestación se ajustarán a la normativa de la compañía de distribución o transporte en el momento de ejecución de la misma. Estos relés podrán incorporar funciones de osciloperturbógrafo, que permitirá el registro de varios ciclos de algunas magnitudes eléctricas con anterioridad a la falta, para realizar un análisis posterior de esta.

En la sala de control del edificio se instalarán bastidores de control para las posiciones de 66 kV, que incluirán las siguientes protecciones:

- Líneas de 220 kV:
 - Protección Diferencial Longitudinal (87L);

- Protección Distancia (21);
- Reenganchador (79);
- Direccional de neutro (67N);
- Fallo interruptor (50S-62);
- Comprobación sincronismo (25,25AR);
- Vigilancia de bobina (3);
- Mínima tensión de fases (27);
- Máxima tensión de fases (59).
- Imagen Térmica (49)
- Transformador de Potencia (lado de 220 kV)
 - Protección diferencial (87T);
 - Sobreintensidad entre fases AT (50/51);
 - Sobreintensidad de Neutro (50N/51N);
 - Protección de sobreintensidad por impedancia de neutro (50/51 TZ);
 - Protección de sobreintensidad homopolar por impedancia de neutro de transformador MT (50N/51N TZ);
 - Vigilancia de bobina (3);
 - Relé de enclavamiento (86);
 - Protecciones propias de máquina (imagen térmica, gases del transformador, válvula sobrepresión cuba transformador, termómetro, gases regulador y sobrepresión regulador).
- Líneas de 66 kV:
 - Protección Diferencial Longitudinal (87L);
 - Protección Distancia (21);
 - Reenganchador (79);
 - Direccional de neutro (67N);
 - Fallo interruptor (50S-62);
 - Comprobación sincronismo (25,25AR);
 - Vigilancia de bobina (3);
 - Imagen térmica (49);
 - Mínima tensión de fases (27);
 - Máxima tensión de fases (59).
- Transformador de Potencia (lado de 66 kV)
 - Protección diferencial (87T);
 - Sobreintensidad entre fases AT (50/51);
 - Sobreintensidad de Neutro (50N/51N);
 - Protección de sobreintensidad por impedancia de neutro (50/51 TZ);
 - Protección de sobreintensidad homopolar por impedancia de neutro de transformador MT (50N/51N TZ);
 - Vigilancia de bobina (3);

-Relé de enclavamiento (86);

-Protecciones propias de máquina (imagen térmica, gases del transformador, válvula sobrepresión cuba transformador, termómetro, gases regulador y sobrepresión regulador).

Los disparos por la protección diferencial y por las protecciones propias de la máquina están concentrados en un relé de disparos y bloqueo (86), con rearme manual, que actúa sobre los interruptores de las posiciones de alta y baja del transformador.

Estas protecciones propias del transformador y la diferencial disparan a los interruptores situados a ambos lados del transformador, mientras que las protecciones de sobreintensidad disparan al interruptor del nivel de tensión al que van asociadas.

Las posiciones de 30 kV dispondrán también de sus correspondientes protecciones, instaladas en los cubículos habilitados para ello en las propias cabinas:

- Líneas de 30 kV:
 - Sobreintensidad de fase y neutro (50-51);
 - Sobreintensidad de neutro (50N-51N);
 - Direccional de neutro (67N);
 - Máxima tensión de fases y neutro (59/59N);
 - Vigilancia de bobina (3);
 - Mínima tensión de fases (27);
 - Direccional de potencia (32);
 - Fallo interruptor (50S-62);
- Posición Transformador (lado de 30 kV):
 - Sobreintensidad de fase y neutro (50-51);
 - Sobreintensidad de neutro (50N-51N);
 - Máxima tensión de fases (59/59N);
 - Máxima y mínima frecuencia (81M/m);
 - Direccional de neutro (67N);
 - Mínima tensión de fases (27);
 - Direccional de potencia (32);
 - Vigilancia de bobina (3);
 - Fallo interruptor (50S-62).
- Batería de condensadores de 30 kV:
 - Sobreintensidad de fase y neutro (50-51);
 - Sobreintensidad de neutro (50N-51N);
 - Direccional de neutro (67N);
 - Máxima tensión de fases y neutro (59/59N);
 - Vigilancia de bobina (3);
 - Mínima tensión de fases (27);
 - Direccional de potencia (32);
 - Fallo interruptor (50S-62).

5.6. Sistema de puesta a tierra

5.6.1 Criterios básicos de la red de tierras inferiores

Con el fin de conseguir tensiones de paso y contacto seguras, la subestación se proyecta dotada de una malla de tierras inferiores formada por cable de cobre, enterrada en el terreno, formando retículas que se extienden por todas las zonas ocupadas por las instalaciones, incluidas cimentaciones, edificio y cerramiento.

Se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pudieran estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas.

Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales, que aseguran la permanencia de la unión, haciendo uso de soldaduras aluminotérmicas de alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

La puesta a tierra estará formada, pues, por:

- Malla enterrada de cable de cobre de 120 mm²;
- Líneas de Tierra, que serán conductores de cobre desnudo de 120 mm² que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo de acuerdo con las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.

Las tensiones de paso estarán por debajo de valores admitidos en la ITC-RAT 13.

5.6.2 Instrucciones generales de puesta a tierra inferior

5.6.2.1 Puesta a tierra de protección

Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones.

Se conectarán a las tierras de protección, salvo las excepciones señaladas en los apartados que se citan, entre otros, los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra;
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos;
- Las puertas metálicas de los locales;
- Las vallas y cerramientos metálicos;
- Las columnas, soportes, pórticos, etc.;
- Las estructuras y armaduras metálicas del edificio que contendrá la instalación de alta tensión;
- Las armaduras metálicas de los cables;
- Las tuberías y conductos metálicos;
- Las carcasas de los transformadores, generadores, motores y otras máquinas;
- Hilos de guarda o cables de puesta a tierra de las líneas aéreas;
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

5.6.2.2 Puesta a tierra de servicio

Se conectarán a las tierras de servicio los elementos de la instalación y entre ellos:

- Los neutros de los transformadores de potencia y reactancia y los neutros de B.T. de los transformadores de SS.AA.;
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida;

- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

5.6.3 Criterios básicos de la red de tierras superiores

Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en la colocación sobre pórticos de amarre de las líneas pararrayos con dispositivos de cebado instalados sobre las columnas de pórticos y mástiles.

6 PRESUPUESTO

6.1. Parque 200 MWp

Tabla 6-1. Presupuesto Parque Fotovoltaico 200 MWp

01. MÓDULOS				28.444.416,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Módulos Fotovoltaicos de 450 Wp - Entrega: Incoterm CIF Puerto España. - Transporte: Incoterm DAP Obra."	Ud	444.444,0	64,00 €	28.444.416,00 €
02. ESTRUCTURA				12.698.400,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Estructura soporte tipo SOLTEC SF7 o similar 2V 2x42 de seguimiento solar en un eje. Incluso Perfiles de hincado y bandejas portacables - Entrega: Incoterm CIF Puerto España. - Transporte: Incoterm DAP Obra."	Ud	5.291,0	2.400,00 €	12.698.400,00 €
03. INVERSORES				4.000.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Inversores tipo POWER ELECTRONICS MODELO FS3670K de 3.800 kW @25°C o similar - Entrega: Incoterm EXW España. - Transporte: Incoterm DAP Obra."	Ud	50,0	80.000,00 €	4.000.000,00 €
04. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN				2.000.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Centros de Transformación tipo POWER ELECTRONICS MODELO MVS3670 de 3.670 kW @50°C o similar. Incluyendo cuadro de baja tensión, transformador elevador, celdas MT (2 celdas de línea y 1 de protección) y SSAA. - Entrega: Incoterm EXW España. - Transporte: Incoterm DAP Obra."	Ud	50,0	40.000,00 €	2.000.000,00 €

05. CABLES Y PAT				2.113.396,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte de conectores Multicontact o similar para confección de series de paneles	Ud	31.746,0	1,00 €	31.746,00 €
Suministro y transporte de cable solar H1Z2Z2-K 1,5(1,8) kV 1x6 mm ² Cu (Rojo / negro).	m	1.000.000,0	0,50 €	500.000,00 €
Suministro y transporte de cable XZ1(S) 1x300mm ² Al para circuitos de BT. Incluso pp de conectores y empalmes adecuados.	m	270.000,0	2,50 €	675.000,00 €
Suministro y transporte de cable RH5Z1(S) 1x400mm ² Al para circuitos de MT. Incluso pp de conectores y empalmes adecuados.	m	150.000,0	5,00 €	750.000,00 €
Suministro y transporte de cable de fibra óptica de 8 fibras tipo multimodo 50/125 OM2 interior/exterior, estructura interior multitubo (estructura ajustada) con cubierta LSZH	m	110.000,0	1,00 €	110.000,00 €
Suministro y transporte de cable de puesta a tierra de Cu desnudo de 1x35 mm ²	m	65.000,0	0,50 €	32.500,00 €
Suministro y transporte de latiguillos de unión entre estructuras de RV-k de 1x6 mm ²	m	5.000,0	2,50 €	12.500,00 €
Suministro y transporte de picas de tierra de acero cobreado de 14 mm de diámetro y 1,5 m de longitud. Incluso pp de conectores, soldaduras para conexión de red de tierra, latiguillo	Ud	300,0	5,50 €	1.650,00 €

06. EQUIPOS ELECTRICOS VARIOS				53.224,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte de armario Power Plant Controller	Ud	1,0	25.000,00 €	25.000,00 €
Suministro y transporte de Cajas de Agrupamiento de Series. Poliéster de doble aislamiento resistente a la acción de UV IP55	Ud	882,0	32,00 €	28.224,00 €

07. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y ANTI-INTRUSISMO				1.768.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte de equipos para monitorización, compuesto por armarios en CT y Centro Control, estaciones de trabajo y servidor, SCADA con licencias y SAIs	Ud	1,0	640.000,00 €	640.000,00 €
Suministro y transporte de equipos para detección de intrusismo, compuesto por cámaras térmicas perimetrales y domo, sistema de registro y análisis de video y SAIs	Ud	1,0	1.120.000,00 €	1.120.000,00 €
Suministro y transporte de estación meteorológica avanzada	Ud	1,0	8.000,00 €	8.000,00 €

08. EDIFICIO DE CONTROL				20.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte y posicionamiento de edificio de control (40 pies): sala de control (para albergar SCADA, Power plant controller, Comunicación, cuadro BT, UPS, Ordenadores, HVAC, CCTV), oficina y aseo.	Ud	1,0	20.000,00 €	20.000,00 €

09. EDIFICIO DE ALMACEN				3.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte y posicionamiento de contenedor de 40 pies para almacen, equipado con cuadro BT, iluminación y tomas de corriente.	Ud	1,0	3.000,00 €	3.000,00 €

TOTAL Aprovisionamiento	51.100.436,00 €
--------------------------------	------------------------

	PRECIO EUR
TOTAL Ingeniería	400.000,00 €
TOTAL Aprovisionamiento	51.100.436,00 €
TOTAL Construcción	8.000.000,0 €
TOTAL PRL	250.000,00 €

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	59.750.436,00 €
---	-----------------

BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	3.585.026,16 €
GASTOS GENERALES (13%)	7.767.556,68 €

Presupuesto de Contrata (PC)	71.103.018,84 €
------------------------------	-----------------

I.V.A. (21%)	14.931.633,96 €
--------------	-----------------

Presupuesto Total con IVA (PT)	86.034.652,80 €
--------------------------------	-----------------

6.2. Parque 50 MWp

Tabla 6-2. Presupuesto Parque Fotovoltaico 50 MWp

01. MÓDULOS				8.888.320,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Módulos Fotovoltaicos de 450 Wp - Entrega: Incoterm CIF Puerto España. - Transporte: Incoterm DAP Obra."	Ud	111.104,00	80,00 €	8.888.320,00 €
02. ESTRUCTURA				3.969.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Estructura soporte tipo SOLTEC SF7 o similar 2V 2x42 de seguimiento solar en un eje. Incluso Perfiles de hincado y bandejas portacables - Entrega: Incoterm CIF Puerto España. - Transporte: Incoterm DAP OBRA."	Ud	1.323,00	3.000,00 €	3.969.000,00 €
03. INVERSORES				1.323.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Inversores tipo POWER ELECTRONICS MODELO FS2180K de 2255 kW @25°C o similar - Entrega: Incoterm EXW España. - Transporte: Incoterm DAP OBRA."	Ud	21,00	63.000,00 €	1.323.000,00 €
04. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN				546.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
"Suministro y transporte de Centros de Transformación tipo POWER ELECTRONICS MODELO MVS2180 de 2180 kW @50°C o similar. Incluyendo cuadro de baja tensión, transformador elevador, celdas MT (2 celdas de línea y 1 de protección) y SSAA. - Entrega: Incoterm EXW España. - Transporte: Incoterm DAP OBRA."	Ud	21,00	26.000,00 €	546.000,00 €

05. CABLES Y PAT				487.382,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte de conectores Multicontact o similar para confección de series de paneles	Ud	8.000,00	1,00 €	8.000,00 €
Suministro y transporte de cable solar H1Z2Z2-K 1,5(1,8) kV 1x6 mm ² Cu (Rojo / negro).	m	350.000,00	0,50 €	175.000,00 €
Suministro y transporte de cable XZ1(S) 1x300mm ² Al para circuitos de BT. Incluso pp de conectores y empalmes adecuados.	m	70.000,00	3,00 €	210.000,00 €
Suministro y transporte de cable RH5Z1(S) 1x240mm ² Al para circuitos de MT. Incluso pp de conectores y empalmes adecuados.	m	14.500,00	5,00 €	72.500,00 €
Suministro y transporte de cable de fibra óptica de 8 fibras tipo multimodo 50/125 OM2 interior/exterior, estructura interior multitubo (estructura ajustada) con cubierta LSZH	m	10.000,00	1,00 €	10.000,00 €
Suministro y transporte de cable de puesta a tierra de Cu desnudo de 1x35 mm ²	m	13.000,00	0,50 €	6.500,00 €
Suministro y transporte de latiguillos de unión entre estructuras de RV-k de 1x6 mm ²	m	1.500,00	3,00 €	4.500,00 €
Suministro y transporte de picas de tierra de acero cobreado de 18 mm de diámetro y 2 m de longitud. Incluso pp de conectores, soldaduras para conexión de red de tierra, latiguillo	Ud	126,00	7,00 €	882,00 €

06. EQUIPOS ELECTRICOS VARIOS				39.440 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte de armario Power Plant Controller	Ud	1,00	25.000,00 €	25.000,00 €
Suministro y transporte de Cajas de Agrupamiento de Series. Poliéster de doble aislamiento resistente a la acción de UV IP55	Ud	361,00	40,00 €	14.440,00 €

07. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y ANTI-INTRUSISMO				660.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte de equipos para monitorización, compuesto por armarios en CT y Centro Control, estaciones de trabajo y servidor, SCADA con licencias y SAIs	Ud	1,00	250.000,00 €	250.000,00 €
Suministro y transporte de equipos para detección de intrusismo, compuesto por cámaras térmicas perimetrales y domo, sistema de registro y análisis de video y SAIs	Ud	1,00	400.000,00 €	400.000,00 €
Suministro y transporte de estación meteorológica avanzada	Ud	1,00	10.000,00 €	10.000,00 €

08. EDIFICIO DE CONTROL				20.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte y posicionamiento de edificio de control (40 pies): sala de control (para albergar SCADA, Power plant controller, Comunicación, cuadro BT, UPS, Ordenadores, HVAC, CCTV), oficina y aseo.	Ud	1,00	20.000,00 €	20.000,00 €

09. EDIFICIO DE ALMACEN				3.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y transporte y posicionamiento de contenedor de 40 pies para almacen, equipado con cuadro BT, iluminación y tomas de corriente.	Ud	1,00	3.000,00 €	3.000,00 €

TOTAL Aprovisionamiento	15.936.142,00 €
--------------------------------	------------------------

	PRECIO EUR
TOTAL Ingeniería	120.000,00 €
TOTAL Aprovisionamiento	15.936.142,00 €
TOTAL Construcción	3.000.000,00 €
TOTAL PRL	100.000,00 €

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	19.406.996,64 €
---	-----------------

BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	1.164.419,80 €
GASTOS GENERALES (13%)	2.522.909,56 €

Presupuesto de Contrata (PC)	23.094.326,00 €
------------------------------	-----------------

I.V.A. (21%)	4.849.808,46 €
--------------	----------------

Presupuesto Total con IVA (PT)	27.944.134,46 €
--------------------------------	-----------------

6.3. Subestación 200 MW

Tabla 6-3. Presupuesto Subestación 200 MW

01. APARAMENTA 220KV				157.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje de seccionador tripolar con P.A.T.	Ud	1,00	19.000,00 €	19.000,00 €
Suministro y montaje de Interruptor Automatico unipolar (3 polos)	Ud	1,00	60.000,00 €	60.000,00 €
Suministro y montaje de Transformador de Intensidad	Ud	3,00	9.000,00 €	27.000,00 €
Suministro y montaje de Autoválvula	Ud	6,00	3.000,00 €	18.000,00 €
Suministro y montaje de Transformador de Tensión Inductivo.	Ud	3,00	11.000,00 €	33.000,00 €

02. APARAMENTA 30 KV				520.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro, descarga, transporte y montaje de grupo electrógeno	Ud	1,00	8.000,00 €	8.000,00 €
Suministro, descarga, transporte y montaje de bateria de condensadores	Ud	2,00	40.000,00 €	80.000,00 €
Suministro, descarga, transporte y montaje de reactancia de puesta a tierra	Ud	2,00	25.000,00 €	50.000,00 €
Armario Transformador de SS.AA	Ud	1,00	8.000,00 €	8.000,00 €
Suministro, descarga, transporte y montaje de transformador de SS.AA	Ud	1,00	5.500,00 €	5.500,00 €
Suministro de Celda de bateria de condensadores	Ud	2,00	24.000,00 €	48.000,00 €
Suministro de Celda de transformador de servicios auxiliares	Ud	2,00	15.000,00 €	30.000,00 €
Suministro de Celda de protección de transformador	Ud	2,00	30.000,00 €	60.000,00 €
Suministro Celda de línea	Ud	8,00	24.500,00 €	196.000,00 €
Montaje de Celda de Batería de condensadores/transformador/línea	Ud	14,00	2.500,00 €	35.000,00 €

03. TRANSFORMADOR DE POTENCIA				1.600.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje de Transformador de Potencia 220 ±10x1,25/ 30kV/ 30 kV 160/200 MVA.	Ud	1,0	1.600.000,00 €	1.600.000,00 €

04. CABLES Y CONEXIONES				149.200,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje conductor Conductor Aluminio Homogeneo	m	90,0	40,00 €	3.600,00 €
Suministro y montaje Cable Seco HEPRZ1 18/30 kV 1x240mm 2 Al H16	m	240,00	40,00 €	9.600,00 €
Suministro y montaje Cable Seco HEPRZ1 18/30 kV 1x500mm 2 Al H16	m	36,00	50,00 €	1.800,00 €
Suministro y montaje Cable Seco HEPRZ1 18/30 kV 1x630mm 2 Al H16	m	950,00	60,00 €	57.000,00 €
Botella terminal exterior para cable de 240mm² Al 18/30 kV	Ud	12,00	360,00 €	4.320,00 €
Botella terminal exterior para cable de 500 mm² Al 18/30 kV	Ud	12,00	400,00 €	4.800,00 €
Botella terminal exterior para cable de 630 mm² Al 18/30 kV	Ud	24,00	420,00 €	10.080,00 €
Terminal Interiores Celda 1x240 Al 18/30 kV Tipo Pfisterer	Ud	12,00	600,00 €	7.200,00 €
Terminal Interiores Celda 1x630 Al 18/30 kV Tipo Pfisterer	Ud	24,00	750,00 €	18.000,00 €
Suministro y montaje de Piezas de Conexión.	Ud	24,00	100,00 €	2.400,00 €
Suministro y montaje de Piezas de Conexión para puesta a tierra estructura	Ud	16,00	25,00 €	400,00 €
Suministro y montaje de Cableado de Control de Posición.	P.A.	1,00	30.000,00 €	30.000,00 €

05. EDIFICIO DE CONTROL				140.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje de Edificio Prefabricado	Ud	1,0	140.000,00 €	140.000,00 €

TOTAL Aprovisionamiento	2.566.200,00 €
--------------------------------	-----------------------

	PRECIO EUR
TOTAL Ingeniería	90.000,00 €
TOTAL Aprovisionamiento	2.566.200,00 €
TOTAL Construcción	400.000,00 €

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	3.056.200,00 €
---	----------------

BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	183.372,00 €
GASTOS GENERALES (13%)	397.306,00 €

Presupuesto de Contrata (PC)	3.636.878,00 €
------------------------------	----------------

I.V.A. (21%)	763.744,38 €
--------------	--------------

Presupuesto Total con IVA (PT)	4.400.622,38 €
--------------------------------	----------------

6.4. Subestación 50 MW

Tabla 6-4. Presupuesto Subestación 50 MW

01. APARAMENTA 66 KV				79.500,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje de seccionador tripolar con P.A.T.	Ud	1,00	8.000,00 €	8.000,00 €
Suministro y montaje de Interruptor Automatico tripolar	Ud	1,00	25.000,00 €	25.000,00 €
Suministro y montaje de Transformador de Intensidad	Ud	3,00	5.500,00 €	16.500,00 €
Suministro y montaje de Autoválvula	Ud	6,00	2.000,00 €	12.000,00 €
Suministro y montaje de Transformador de Tensión Inductivo.	Ud	3,00	6.000,00 €	18.000,00 €

02. APARAMENTA 30 KV				292.500,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro, descarga, transporte y montaje de grupo electrógeno	Ud	1,00	8.000,00 €	8.000,00 €
Suministro, descarga, transporte y montaje de bateria de condensadores	Ud	1,00	40.000,00 €	40.000,00 €
Suministro, descarga, transporte y montaje de reactancia de puesta a tierra	Ud	1,00	25.000,00 €	25.000,00 €
Armario Transformador de SS.AA	Ud	1,00	8.000,00 €	8.000,00 €
Suministro, descarga, transporte y montaje de transformador de SS.AA	Ud	1,00	24.000,00 €	24.000,00 €
Suministro de Celda de bateria de condensadores	Ud	1,00	15.000,00 €	15.000,00 €
Suministro de Celda de transformador de servicios auxiliares	Ud	1,00	30.000,00 €	30.000,00 €
Suministro de Celda de protección de transformador	Ud	1,00	24.500,00 €	122.500,00 €
Suministro Celda de línea	Ud	5,00	2.500,00 €	20.000,00 €
Montaje de Celda de Batería de condensadores/transformador/línea	Ud	8,00	8.000,00 €	8.000,00 €

03. TRANSFORMADOR DE POTENCIA				700.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje de Transformador de Potencia 66 ±10x1,25/ 30 kV 45/50 MVA .	Ud	1,0	700.000,00 €	700.000,00 €

04. CABLES Y CONEXIONES				52.530,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje conductor Conductor Aluminio Homogeneo	m	60,00	40,00 €	2.400,00 €
Suministro y montaje Cable Seco HEPRZ1 18/30 kV 1x240mm ² Al H16	m	50,00	40,00 €	2.000,00 €
Suministro y montaje Cable Seco HEPRZ1 18/30 kV 1x500mm ² Al H16	m	195,00	50,00 €	9.750,00 €
Botella terminal exterior para cable de 240mm ² Al 18/30 kV	m	6,00	360,00 €	2.160,00 €
Botella terminal exterior para cable de 500mm ² Al 18/30 kV	Ud	9,00	380,00 €	3.420,00 €
Terminal Interior Celda 1x240 Al 18/30 kV Tipo Pfisterer	Ud	6,00	600,00 €	3.600,00 €
Terminal Interior Celda 1x500 Al 18/30 kV Tipo Pfisterer	Ud	6,00	700,00 €	4.200,00 €
Suministro y montaje de Piezas de Conexión.	Ud	12,00	100,00 €	1.200,00 €
Suministro y montaje de Piezas de Conexión para puesta a tierra estructura	Ud	8,00	25,00 €	200,00 €
Suministro y montaje de Cableado de Control de Posición.	Ud	1,00	26.000,00 €	26.000,00 €

05. EDIFICIO DE CONTROL				100.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
Suministro y montaje de Edificio Prefabricado	Ud	1,0	100.000,00 €	100.000,00 €

TOTAL Aprovisionamiento	1.224.530,00 €
--------------------------------	-----------------------

	PRECIO EUR
TOTAL Ingeniería	75.000,00 €
TOTAL Aprovisionamiento	1.224.530,00 €
TOTAL Construcción	280.000,00 €

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	1.579.530,00 €
---	----------------

BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	94.771,80 €
GASTOS GENERALES (13%)	205.338,90 €

Presupuesto de Contrata (PC)	1.879.640,70 €
------------------------------	----------------

I.V.A. (21%)	394.724,55 €
--------------	--------------

Presupuesto Total con IVA (PT)	2.274.365,25 €
--------------------------------	----------------

6.5. Línea 220 kV (15 km)

Tabla 6-5. Presupuesto Línea 220 kV

01. OBRA CIVIL				90.775,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
REPLANTEO PUNTUAL DE UN APOYO Se indicarán sobre el terreno mediante estaquillas de madera, los siguientes puntos: Una estaquilla en el centro del apoyo, dos en sentido de línea, dos en sentido contralínea y una en el centro de cada pata, en el caso de que la torre no sea monobloque. Además si el apoyo es de ángulo se colocarán dos en el sentido de la bisectriz del ángulo y dos en la dirección perpendicular del ángulo, en caso de que este apoyo sea monobloque se colocarán además dos estaquillas señalando la bisectriz perpendicular del ángulo. Los datos del replanteo quedarán reflejados en las fichas entregadas como documentación.	Ud	45	95,00 €	4.275,00 €
HORMIGONADO DE CIMENTACIÓN APOYOS HM-20/P/25/1 Hormigonado cimentaciones. Incluye la aportación y vibrado de hormigón de tipo HM-20/P/25/1, así como la aportación y colocación de los tubos para posterior salida del cable de la puesta a tierra del apoyo. Incluye nivelado de bases y confección peanas, los datos de nivelado quedarán reflejados en las fichas entregadas como documentación. Antes de proceder al hormigonado se deberá informar al técnico la procedencia del hormigón. El servicio técnico podrá solicitar las oportunas muestras o ensayos, cuyo costo ya está incluido en el valor de la posición. Se considera el volumen total a realizar por obra.	m3	525	60,00 €	31.500,00 €
EXCAVACIÓN CIMENTACIÓN APOYOS Excavación en pozos necesarios para la ejecución de la cimentación de los apoyos, en toda clase de terrenos, incluso entibación y agotamiento si fuere necesario.	m3	500	110,00 €	55.000,00 €
02. CABLES AÉREOS				480.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
SUMINISTRO DE CONDUCTOR LA-545 (CARDINAL) (485-AL1/63-ST1A). El suministro se realizará siguiendo el procedimiento indicado en el PPTT o según indicaciones de la dirección facultativa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la descarga y acopio a pie de obra.	km	45,0	9.000,00 €	405.000,00 €
SUMINISTRO Y TENDIDO-REGULADO DE CONDUCTOR OPGW-48. El tendido se realizará siguiendo el procedimiento indicado en el PPTT o según indicaciones de la dirección facultativa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la realización del tendido. Totalmente tendido, instalado y conexionado incluido transporte, carga y descarga de material. Incluida parte proporcional de suministro y colocación de amortiguadores.	km	30,0	2.500,00 €	75.000,00 €

03. APOYOS Y HERRAJES DE LÍNEA AÉREA DE A.T.				474.600,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
ESTRUCTURAS METÁLICAS. APOYOS Apoyos de simple circuito tipo Condor Delta o similar. Dichos apoyos son torres de fuste tronco-piramidal de sección cuadrada y armado en configuración delta, construidas con perfiles angulares galvanizados, unidos mediante tortillería. "	Kg	225000	2,00 €	450.000,00 €
ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE APOYO Suministro y colocación de toma de tierra en apoyo en terreno medio. Incluidos 100m de conductor de cobre desnudo de 50mm ² de sección nominal y picas de acero cobreado de 2m y 147mm de diámetro, incluso p.p. de ayudas de albañilería y conexión al punto de puesta a tierra y a las picas; construida según MIE-RAT. Hincado del electrodo en posición vertical en el fondo de la zanja, dejando libre una longitud de 80mm para la conexión del cable de tierra.	Ud	90	20,00 €	1.800,00 €
 AISLADORES, HERRAJES, CADENAS DE AMARRE Suministro de elementos de protección. Con aisladores cadena amarre COMP-220-160-2510	Ud	105	120,00 €	12.600,00 €
 AISLADORES, HERRAJES, CADENAS DE SUSPENSIÓN Suministro de elementos de protección. Con aisladores cadena suspensión COMP-220-160-2510	Ud	75	120,00 €	9.000,00 €
SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE DISPOSITIVOS ANTICOLISIÓN EN PROTECCIÓN	Ud	40	30,00 €	1.200,00 €

04. MONTAJE/MANO DE OBRA				618.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
MONTAJE, ARMADO E IZADO DE APOYOS Armado, izado de kg. De hierro, en fustes y armados de apoyos metálicos, incluido su transporte y acopio a pe de hoyo y el graneteado de la tornillería (3 granetazos por tornillo), así como los medios necesarios para su izado, incluidas grúas.	kg	225000	1,00 €	225.000,00 €
"TENDIDO, REGULADO Y ENGRAPADO COND. LA-545 Tendido, regulado y engrapado de S/C completo con conductor LA-545 a los esfuerzos indicados en las tablas incluidas en el proyecto que nos ocupa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la realización del tendido. Totalmente tendido, instalado y conexionado, incluido transporte, carga, descarga de material, montaje de las cadenas y antivibradores en conductor.	km	45	6.000,00	270.000,00 €
TENDIDO, REGULADO Y ENGRAPADO COND. OPGW-48 Tendido, regulado y engrapado de conductor OPGW-48 a los esfuerzos indicados en las tablas incluidos en el proyecto que nos ocupa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la realización del tendido. Totalmente tendido, instalado y conexionado, incluido transporte, carga, descarga de material, montaje de las cadenas y antivibradores en conductor.	km	30	4.100,00 €	123.000,00 €

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	1.663.375,00 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	99.802,50 €
GASTOS GENERALES (13%)	216.238,75 €
Presupuesto de Contrata (PC)	1.979.416,25 €
I.V.A. (21%)	415.677,41 €
Presupuesto Total con IVA (PT)	2.274.365,25 €

6.6. Línea 66 kV (15 km)

Tabla 6–6. Presupuesto Línea 66 kV

01. OBRA CIVIL				120.300,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
REPLANTEO PUNTUAL DE UN APOYO Se indicarán sobre el terreno mediante estaquillas de madera, los siguientes puntos: Una estaquilla en el centro del apoyo, dos en sentido de línea, dos en sentido contralínea y una en el centro de cada pata, en el caso de que la torre no sea monobloque. Además si el apoyo es de ángulo se colocarán dos en el sentido de la bisectriz del ángulo y dos en la dirección perpendicular del ángulo, en caso de que este apoyo sea monobloque se colocarán además dos estaquillas señalando la bisectriz perpendicular del ángulo. Los datos del replanteo quedarán reflejados en las fichas entregadas como documentación.	Ud	60	95,00 €	5.700,00 €
HORMIGONADO DE CIMENTACIÓN APOYOS HM-20/P/25/1 Hormigonado cimentaciones. Incluye la aportación y vibrado de hormigón de tipo HM-20/P/25/1, así como la aportación y colocación de los tubos para posterior salida del cable de la puesta a tierra del apoyo. Incluye nivelado de bases y confección peanas, los datos de nivelado quedarán reflejados en las fichas entregadas como documentación. Antes de proceder al hormigonado se deberá informar al técnico la procedencia del hormigón. El servicio técnico podrá solicitar las oportunas muestras o ensayos, cuyo costo ya está incluido en el valor de la posición. Se considera el volumen total a realizar por obra.	m3	700,00	60,00 €	42.000,00 €
EXCAVACIÓN CIMENTACIÓN APOYOS Excavación en pozos necesarios para la ejecución de la cimentación de los apoyos, en toda clase de terrenos, incluso entibación y agotamiento si fuere necesario.	m3	660	110,00 €	72.600,00 €
02. CABLES AÉREOS				262.500,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
SUMINISTRO DE CONDUCTOR LA-280 HAWK (242-AL1/39-ST1A). El suministro se realizará siguiendo el procedimiento indicado en el PPTT o según indicaciones de la dirección facultativa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la descarga y acopio a pie de obra.	km	45,0	5.000,00 €	225.000,00 €
SUMINISTRO Y TENDIDO-REGULADO DE CONDUCTOR OPGW-48. El tendido se realizará siguiendo el procedimiento indicado en el PPTT o según indicaciones de la dirección facultativa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la realización del tendido. Totalmente tendido, instalado y conexionado incluido transporte, carga y descarga de material. Incluida parte proporcional de suministro y colocación de amortiguadores.	km	15,0	2.500,00 €	37.500,00 €

03. APOYOS Y HERRAJES DE LÍNEA AÉREA DE A.T.				343.770,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
ESTRUCTURAS METÁLICAS. APOYOS Apoyos de simple circuito tipo Condor Delta o similar. Dichos apoyos son torres de fuste tronco-piramidal de sección cuadrada y armado en configuración delta, construidas con perfiles angulares galvanizados, unidos mediante tortillería. "	Kg	140000,00	2,00 €	280.000,00 €
ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE APOYO Suministro y colocación de toma de tierra en apoyo en terreno medio. Incluidos 100m de conductor de cobre desnudo de 50mm ² de sección nominal y picas de acero cobreado de 2m y 147mm de diámetro, incluso p.p. de ayudas de albañilería y conexión al punto de puesta a tierra y a las picas; construida según MIE-RAT. Hincado del electrodo en posición vertical en el fondo de la zanja, dejando libre una longitud de 80mm para la conexión del cable de tierra.	Ud	60	20,00 €	1.200,00 €
 AISLADORES, HERRAJES, CADENAS DE AMARRE Suministro de elementos de protección. Con aisladores cadena amarre COMP-220-160-2510	Ud	450,00	35,00 €	15.750,00 €
 AISLADORES, HERRAJES, CADENAS DE SUSPENSIÓN Suministro de elementos de protección. Con aisladores cadena suspensión COMP-220-160-2510	Ud	52,00	35,00 €	1.820,00 €
SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE DISPOSITIVOS ANTICOLISIÓN EN PROTECCIÓN	Ud	1500	30,00 €	45.000,00 €

04. MONTAJE/MANO DE OBRA				490.000,00 €
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio TOTAL (€)
MONTAJE, ARMADO E IZADO DE APOYOS Armado, izado de kg. De hierro, en fustes y armados de apoyos metálicos, incluido su transporte y acopio a pe de hoyo y el graneteado de la tornillería (3 granetazos por tornillo), así como los medios necesarios para su izado, incluidas grúas.	kg	160000,00	1,00 €	160.000,00 €
"TENDIDO, REGULADO Y ENGRAPADO COND. LA-545 Tendido, regulado y engrapado de S/C completo con conductor LA-545 a los esfuerzos indicados en las tablas incluidas en el proyecto que nos ocupa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la realización del tendido. Totalmente tendido, instalado y conexionado, incluido transporte, carga, descarga de material, montaje de las cadenas y antivibradores en conductor.	km	45	6.000,00	270.000,00 €
TENDIDO, REGULADO Y ENGRAPADO COND. OPGW-48 Tendido, regulado y engrapado de conductor OPGW-48 a los esfuerzos indicados en las tablas incluidos en el proyecto que nos ocupa. Están incluidos todos los medios y materiales necesarios para la realización del tendido. Totalmente tendido, instalado y conexionado, incluido transporte, carga, descarga de material, montaje de las cadenas y antivibradores en conductor.	km	15	4.000,00 €	60.000,00 €

Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	1.216.570,00 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	72.994,20 €
GASTOS GENERALES (13%)	158.154,10 €
Presupuesto de Contrata (PC)	1.447.718,30 €
I.V.A. (21%)	304.020,84 €
Presupuesto Total con IVA (PT)	1.751.739,14 €

7 ANÁLISIS DE COSTES

7.1. Costes parques fotovoltaicos

En el presente proyecto se ha realizado el análisis de una planta solar fotovoltaica de 50MWp y otra de 200MWp. Para este análisis se ha utilizado de base diferentes ofertas de proyectos de ejecución de parques fotovoltaicos, tomando una media de estos. De esta forma, puede realizarse una comparativa de costes más clara. La siguiente tabla muestra el resumen económico del aprovisionamiento fotovoltaico de ambas plantas para una comparativa más clara.

Tabla 7–1. Tabla comparativa costes Parque Fotovoltaicos

	200 MWp	50MWp
01. MÓDULOS	28.444.416,00 €	8.888.320,00 €
02. ESTRUCTURA	12.698.400,00 €	3.969.000,00 €
03. INVERSORES	4.000.000,00 €	1.323.000,00 €
04. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2.000.000,00 €	546.000,00 €
05. CABLES Y PAT	2.113.396,00 €	487.382,00 €
06. EQUIPOS ELECTRICOS VARIOS	53.224,00 €	39.440,00 €
07. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y ANTI-INTRUSISMO	1.768.000,00 €	660.000,00 €
08. EDIFICIO DE CONTROL	20.000,00 €	20.000,00 €
09. EDIFICIO DE ALMACEN	3.000,00 €	3.000,00 €
TOTAL Aprovisionamiento	51.100.436,00 €	15.936.142,00 €

En primer lugar, podemos observar como la inversión más significativa viene dada por los módulos fotovoltaicos. En este caso se han utilizado el mismo módulo para ambas plantas por lo que cuentan con el mismo precio unitario. Sin embargo, en el caso de la planta solar de 50MWp este coste es de **8.888.320,00 €** mientras que para la planta solar de 200MW es de **28.444.416,00 €**, es decir, aproximadamente tres veces más. Puesto que, debido a la diferencia de potencia de las plantas solares, la planta solar de 200 MWp cuenta con cuatro veces más módulos que la planta solar de 50MW, este resultado es totalmente aceptable teniendo en cuenta que la planta de mayor potencia cuenta con una reducción del coste total debido a la “economía de escala”, es decir, el proveedor vende sus productos a un menor precio cuanto mayor sea el pedido ya que reduce los costes de producción.

En el caso de las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos tenemos la misma situación que con el caso anterior. A pesar de utilizar la misma estructura soporte para ambas plantas solares, la utilización de más estructuras debido a la variación de la potencia de la planta solar provoca un mayor coste en la planta solar de mayor potencia. Sin embargo, la relación cantidad/coste es menor en el caso de la planta solar de mayor potencia debido a la reducción de costes de producción a gran escala. En la planta solar de 200 MWp el coste de las estructuras soporte es **12.698.400,00 €** y para la planta solar de 50MWp el coste es de las estructuras soporte es de **3.969.000,00 €**. De nuevo, este coste se incrementa aproximadamente tres veces más al aumentar la potencia.

El tercer coste más significativo viene dado por los inversores. Para la elección de estos elementos, se ha utilizado el mismo tipo de inversor, es decir, inversores de tipo central y se ha tenido en cuenta un único proveedor para

una comparativa más concreta. La elección de un inversor tipo central se debe, como se mencionó en la introducción del presente proyecto, por su alta eficiencia y bajo coste. Puesto que, tanto la elección del modelo de inversor como el número de inversores empleados dependerán de la potencia de la planta y del número de módulos fotovoltaicos, el coste por unidad de estos elementos es completamente distinto para ambas plantas solares. El coste de inversores para la planta solar de 200MWp es de **4.000.000,00 €**. El coste de inversores para la planta solar de 50MWp es de un **1.323.000,00 €**. A pesar de contar con distinto precio unitario y distintas unidades, se sigue guardando la misma relación de costes que en los casos anteriores, es decir, el precio de los inversores para la planta solar de 200 MWp es aproximadamente tres veces mayor que el precio de los inversores para la planta solar de 50MWp.

Puesto que los centros de transformación están directamente relacionados con los inversores y se emplean una cantidad distinta de centros de transformación de distintas capacidades, el precio unitario de estos varía entre ambas plantas solares. Estos costes son de **2.000.000,00€** para la planta solar de 200MWp y de **546.000,00 €** para la planta solar de 50MWp.

El siguiente punto a analizar sería el apartado denominado “Cables y PAT” donde se analizan tanto los conectores para la confección de los paneles en serie, el cableado tanto de alta como de baja tensión para alterna y continua, cableado de fibra óptica, cableado de puesta a tierra, latiguillos de unión entre estructuras y picas de puesta a tierra. Estos elementos son comunes para ambas plantas solares variando en la cantidad de elementos. Esto varía en función del tamaño de la planta y, por tanto, de la potencia de ésta. Es decir, al contar con mayor potencia y mayor número de módulos, será necesario una mayor longitud de cableado y mayor número de elementos para PAT (puesta a tierra). En el caso del cableado, este se adquiere en bobinas de longitudes específicas por lo que, en función de los metros totales de cableado necesario se comprará un número concreto de bobinas. Esto supone el riesgo de adquirir más metros de cableado del necesario, afectando directamente al presupuesto. Este coste es de **2.113.396,00 €** para la planta solar de 200MWp y **487.382,00 €** para la planta solar de 50MWp. Sigue cumpliéndose la misma relación entre potencia y precio.

En el apartado de “equipos eléctricos varios” se recogen los precios tanto del armario Power Plant Controller como de las cajas de agrupamiento de series. El armario Power Plant Controller es un controlador lógico programable que permite regular rápidamente la potencia activa y reactiva para estabilizar la red en caso de variaciones puntuales de esta. Este elemento es común tanto en precio unitario como en unidades en ambas plantas solares por lo que no supone ninguna diferencia de coste entre ambas. Las cajas de agrupamiento en serie por el contrario sí varían en unidades de una planta solar a otra. Por tanto, el precio de este apartado es de **53.224,00 €** para la planta solar de 200MWp y **39.440,00 €** para la planta solar de 50MWp. En este caso, no se cumple la relación entre potencia y precio dada en los puntos anteriores. Esto se debe al precio común del armario Power Plant Controller.

Las plantas solares fotovoltaicas cuentan con un sistema de monitorización y de anti-intrusismo compuesto por armarios de CTs y Centro de control, estaciones de trabajo y servidor, SCADA con licencias y SAIs, cámaras térmicas perimetrales y de video y estación meteorológica. El coste de estos elementos es de **1.768.000,00 €** para la planta solar de 200MWp y de **660.000,00 €** € cumpliéndose la relación de potencia y precio dada en los puntos anteriores.

Por último, el presupuesto incluye el precio de un edificio para el control de la planta y un edificio de almacén para el almacenaje de material de repuesto entre otros elementos. Estos son comunes para ambas plantas por lo que no supone ninguna diferencia extra en el presupuesto final.

Como conclusión, tras la comparativa de costes de todos los elementos empleados en una planta solar fotovoltaica de 200MWp de potencia con otra de las mismas características técnicas, pero con 50MWp de potencia, podemos observar como el total del coste guarda una relación constante en la que el precio de la instalación solar de 200MWp es aproximadamente tres veces mayor que la instalación solar de 50MW. Por tanto, llegamos a la conclusión de que el precio de una instalación solar fotovoltaica es linealmente proporcional a la potencia de dicha planta y que, a mayor potencia, mayor será el número de elementos empleados lo que conlleva a un coste menor en plantas de mayor potencia gracias la reducción de costes de producción.

En la siguiente imagen puede verse de forma más visual el porcentaje que supone cada elemento en el coste total de la implantación concluyendo con la gran relevancia que poseen los módulos fotovoltaicos en el presupuesto.

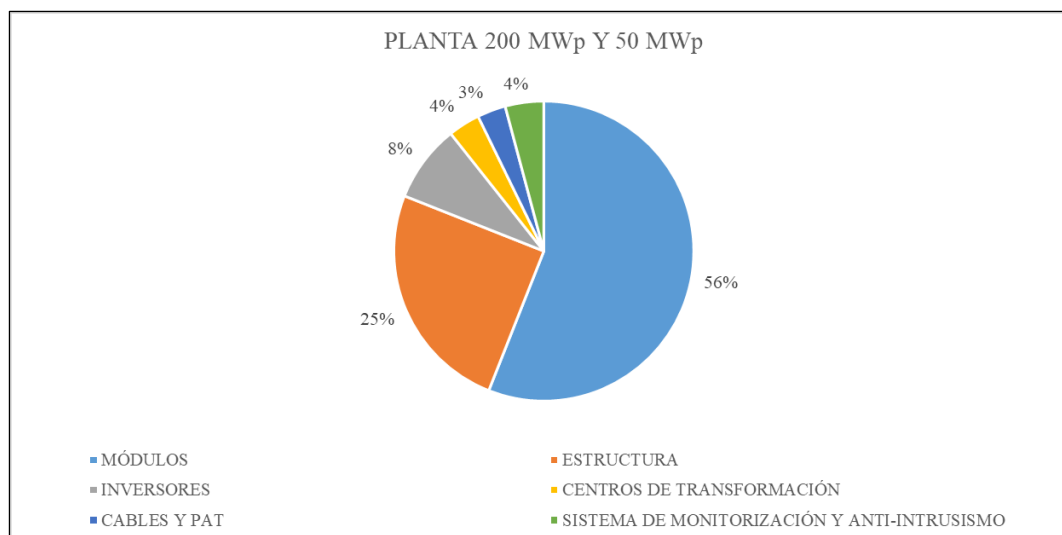


Ilustración 2. Porcentajes coste aprovisionamiento Parques Fotovoltaicos

En la imagen puede observarse la comparativa de los apartados del presupuesto en función de la potencia de la planta fotovoltaica. Como podemos observar, el coste del aprovisionamiento, es decir, de la obtención de los elementos que componen la instalación, es el más significativo suponiendo un 86% del coste total del presupuesto en la planta solar de 200MWp y de un 83% en la planta solar de 50MW. A continuación, el segundo presupuesto con mas relevancia viene dado por el presupuesto de la construcción. En él se ve reflejado tanto la instalación de todos los elementos que componen la instalación como los movimientos de tierra necesarios para la construcción, los trabajos de obra civil y las cimentaciones necesarias. En este caso supone un coste del 13% del presupuesto total en el caso de la planta solar de 200MWp y de un 16% del presupuesto total en el caso de la planta solar de 50MWp. El resto del presupuesto total lo componen el coste denominado “prevención de riesgos laborales” el cual abarca todos los elementos de seguridad para la salud de los trabajadores y el coste de la ingeniería, es decir, coste que suponen los servicios prestados por los ingenieros que han creado el proyecto.

Se puede apreciar cómo, en el caso de la planta de mayor potencia, el coste del aprovisionamiento es de mayor porcentaje que en el caso de la planta de menor potencia. Esto se debe a que se emplean un mayor número de elementos. En el caso de la construcción, ocurre lo contrario. El coste de construcción para la planta de mayor potencia es menor que para el caso de la planta de menor potencia. En el caso de cimentaciones, movimientos de tierra o obra civil esta reducción de costes viene dada por el empleo de maquinaria. Para ambas plantas es necesario las mismas maquinarias para el proceso de construcción por lo que el coste es el mismo variando solo el número de días en los que se alquilan.

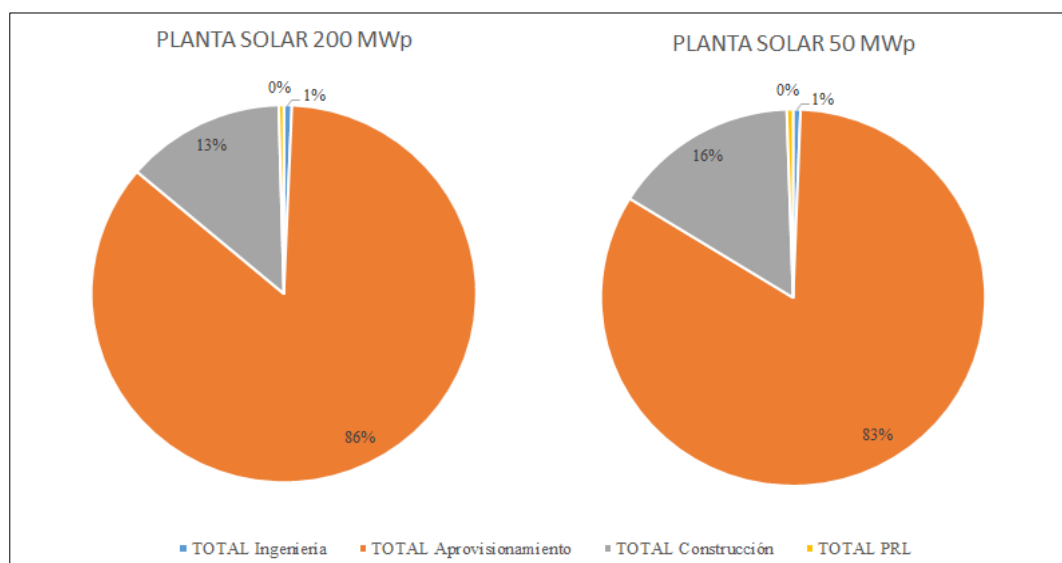


Ilustración 3. Porcentajes coste total Parques Fotovoltaicos

7.2. Costes subestaciones

En el presente proyecto se ha realizado el análisis de una subestación de 66 kV con un transformador de potencia de 50MW y otra subestación con una tensión de 220 kV con un transformador de potencia de 200 MW. Para este análisis se ha utilizado de base diferentes ofertas de proyectos de ejecución de subestaciones, tomando una media de estos. Se podrá valorar las principales diferencias que hay entre subestaciones tanto por tensión como por potencia de transformación.

La siguiente tabla muestra el resumen económico del aprovisionamiento de subestaciones de ambas plantas fotovoltaicas. Además, un análisis de porcentual de cada partida del aprovisionamiento, junto con el total de la construcción e ingeniería, ya que el aprovisionamiento supone alrededor del 80% del coste de una subestación para una comparativa más clara.

Tabla 7–2. Tabla comparativa costes Subestaciones

	SE 220 KV-200MW	SE 66 KV-50MW
01. APARAMENTA ALTA TENSIÓN	157.000,00 €	79.500,00 €
02. APARAMENTA MEDIA TENSIÓN	520.000,00 €	292.500,00 €
03. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	1.600.000,00 €	700.000,00 €
04. CABLES Y CONEXIONES	149.200,00 €	52.530,00 €
05. EDIFICIO DE CONTROL	140.000,00 €	100.000,00 €
TOTAL Aprovisionamiento	2.566.200,00 €	1.224.530,00 €

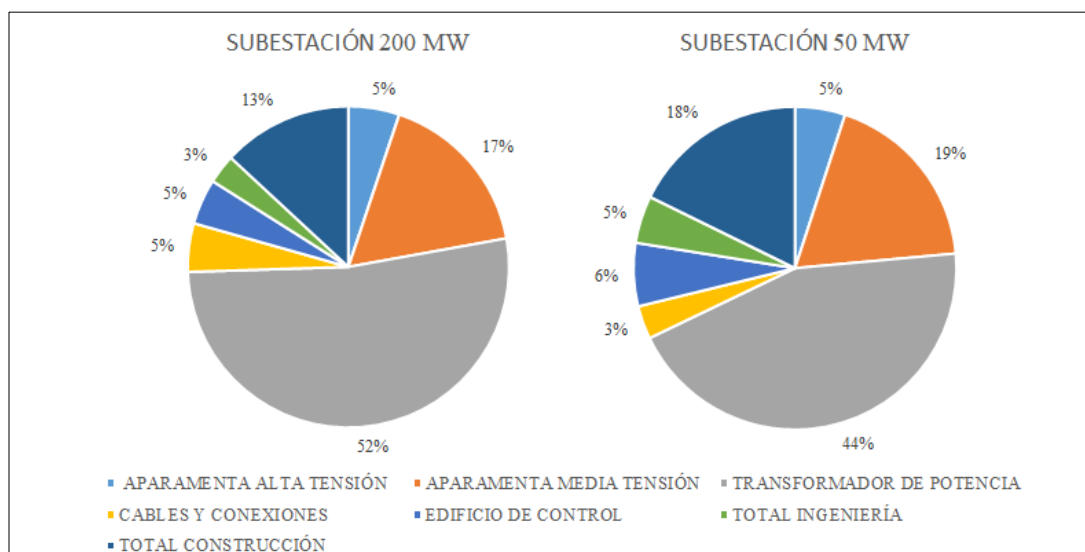


Ilustración 4. Porcentajes coste total Subestaciones

En una subestación elevadora, como las que estamos analizando, el componente más importante es el transformador de potencia, el cual utilizamos para transformar la energía eléctrica de una tensión determinada en energía eléctrica de otro nivel de tensión distan al anterior. El transformador es el elemento más caro de una subestación ya que como podemos observar corresponde alrededor del 45% del coste total de una subestación, debido a esto una subestación esta diseñada para proteger el transformador. El precio de transformador va depender principalmente de la potencia y del nivel de tensión a elevar, cuanto mayor potencia o mayor nivel de tensión, mayor será el precio del transformador, suponiendo mayor dimensión que influirá en el coste de la obra civil. Como podemos observar en este caso, para un transformador de 220/30/30 kV con una potencia de 200 MW vale 1.600.000,00 € mientras que un transformador de 66/30 kV con una potencia de 50 MW el valor es de 700.000,00 €.

En el caso de la subestación de 220 kV supone un mayor porcentaje de coste del transformador (52%) respecto la subestación de 66 kV (44%) porque se trata de un transformador de tres devanados, que supone un precio mayor a un transformador de dos devanados. Se ha decidido elegir un transformador de tres devanados a tener

dos transformadores de dos devanados con la mitad de potencia, ya que la configuración de la subestación en vez de ser transformador-línea, constaría de dos posiciones de transformación y una de línea, supondría más aparamenta de alta tensión y mayor dimensión de la subestación, que supondría elevar el coste de la subestación.

Además del transformador el coste va a venir determinado en base al nivel de tensión de la subestación, a mayor tensión la aparamenta a utilizar tendrá un coste mayor, como podemos comprobar para la subestación de 220 kV el coste de la aparamenta de alta tensión es de **157.000,00€** y para la subestación de 66 kV es de **79.500,00€**. La aparamenta de mayor tensión supondrá un coste en la obra civil por sus dimensiones y peso que elevará el coste de la subestación. Al aumentar la tensión la aparamenta tendrá mayor dimensión y habrá mayor distancia entre aparamenta debido a cumplir la distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases, así que la plataforma de la subestación será mayor.

En función de la potencia, la aparamenta de media tensión en la subestación estará dimensionado con un número mayor de celdas de línea, celdas de protección de transformador, banco de condensadores, transformador de servicios auxiliares, grupos electrógenos y reactancias de puesta a tierra, un conjunto que supone alrededor de un 20% del coste total de la subestación. Para la subestación de 200 MW que consta de dos módulos de celdas el precio de la aparamenta de media tensión será de **1.600.000,00 €**, mientras que para la subestación de 50 MW con un módulo de celdas el precio será de **700.000,00 €**.

El precio del edificio de control para la subestación de 220 kV es de **140.000,00€** mientras que el edificio de control de la subestación de 66 kV cuesta **100.000,00€**, ya que para la subestación de 220 kV se necesita una sala de celdas de media tensión más al tener mayor potencia el parque que evacua a la subestación y necesitar mayor número de celdas.

Analizando un balance general en comparación de ambas subestaciones, teniendo en cuenta principalmente que se ha utilizado la misma configuración (trafo-línea), ya que es el diseño más habitual para transformar la energía proveniente de un parque fotovoltaico, podemos concluir que el precio de una subestación lo va a determinar principalmente la tensión y la potencia que se va a transformar y evacuar, como principal coste el transformador de potencia. En función de otras configuraciones que se puede diseñar una subestación, cambiará el porcentaje de coste de cada partida con el total.

7.3. Costes líneas

El diseño de la línea del presente proyecto es necesaria para la evacuación de la energía generada en las plantas de energía renovable mediante tecnología fotovoltaica a la red de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica. Transmite la energía eléctrica a grandes distancias, minimizando las pérdidas y la cantidad de conductor que se emplea, para ello es necesario elevar la tensión de transporte. Desde la subestación a la subestación de punto de conexión más cercano se dimensionará una línea de alta tensión en función de la tensión y potencia a la que se evacue.

En el presente proyecto se ha realizado el análisis de una línea de 66 kV que evacua la energía de un parque fotovoltaico de 50 MWp hasta un punto de conexión de distribución y otra línea de 220 kV que evacua la energía de un parque fotovoltaico de 200 MWp hasta un punto de conexión de transporte de REE. Para este análisis se ha utilizado de base diferentes ofertas de proyectos de ejecución de líneas eléctricas para ambas tensiones, tomando una media de estos. Se podrá valorar las principales diferencias que hay entre líneas tanto por tensión como por potencia de evacuación, las cuales tienen la misma distancia de 15 km.

La siguiente tabla muestra el resumen económico de ambas líneas de evacuación. Además, se un análisis de porcentual de cada partida respecto el presupuesto total.

Tabla 7-3. Tabla comparativa costes Líneas

	LÍNEA 220 KV	LÍNEA 66 KV
01. OBRA CIVIL	90.775,00 €	120.300,00 €
02. CABLES AÉREOS	480.000,00 €	262.500,00 €
03. APOYOS Y HERRAJES DE LÍNEA AÉREA DE A.T.	474.600,00 €	343.770,00 €
04. MONTAJE/MANO DE OBRA	618.000,00 €	490.000,00 €
TOTAL	1.663.375,00 €	1.216.570,00 €
PRECIO POR KILOMETRO	110.891,70 €/km	81.104,70 €/km

Se puede observar en la partida de la obra civil que el coste para la línea de 66 kV es de **120.300,00 €**, mayor que el coste de la línea de 220 kV que es de **90.775,00 €**. Esto es debido a que la línea de 66 kV necesita aproximadamente de un apoyo cada 0,25 km mientras que para la línea de 220 kV hay un apoyo cada 0,35 km, ya que ambos tienen diferente cable y el apoyo de 66 kV tiene menor altura. Cuanto mayor tensión, mayor será la altura del apoyo ya que tiene que cumplir la distancia de aislamiento correspondiente a cada tensión.

El cable para la línea de 220 kV que evacua 200 MWp será un LA-545 (Cardinal) y para la línea de 66 kV que evacua 50 MWp será un LA-280 (Hawk), el cual tiene menor sección que el Cardinal, ya que no es necesario una sección mayor debido a la tensión y potencia a evacuar. El coste de los cables aéreos para la línea de 220 kV es de **480.000,00 €** y para la línea de 66 kV será de **262.500,00 €**, principalmente por el tipo de cable, aunque también para 220 kV el coste es mayor, ya que es necesario dos cables de tierra por normativa al tratarse de una línea de 220 kV. Esta partida en función de la potencia a evacuar, tendrá un peso mayor como podemos observar en los porcentajes por partida.

Debido a que los apoyos de 220 kV tienen una estructura de mayor altura respecto los apoyos de 66 kV, el precio de coste para la línea de 220 kV será mayor **474.600,00 €**, respecto a los **343.770,00 €** de la línea de 66 kV, al tener mayor kg de estructura por apoyo.

El montaje y mano de obra de una línea área de alta tensión, es el mayor coste respecto el total del presupuesto, siendo este alrededor del 40%. Esta partida será mayor cuanto sea la tensión de la línea ya que depende principalmente de la estructura de los apoyos. En este caso a analizar para la línea de 220 kV el coste es de **618.000,00 €**, mayor respecto al de la línea de 66 kV de **490.000,00 €**, ya que aunque tengo menos apoyos para la línea de 220 kV, se necesita en total mas kg de estructuras que para la línea de 66 kV. También influye el número de cables de tierra, que son dos para la línea de 220 kV.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos tanto del presupuesto como de los porcentajes por partida de las líneas aéreas de alta tensión contempladas en función de la evacuación de los parques fotovoltaicos diseñados, cuanto

mayor tensión sea la evacuación al punto de conexión, mayor será el coste de la línea. Esto es principalmente por la parte de obra civil, apoyos y mano de obra, que es aproximadamente el 70% del coste total, pero también influye la potencia a evacuar, ya que en diseños de alta potencia será necesario un cable aéreo de mayor sección incluso más de un circuito por fase. El precio por kilómetro de la línea de 220 kV es de **110.891,70 €/km** y para la línea de 66 kV es de **81.104,70 €/km** en este caso analizado para una distancia de 15 km, ya que no será el mismo precio cuanto mayor sea la distancia debido al factor económico de escala, pero si será una aproximación.

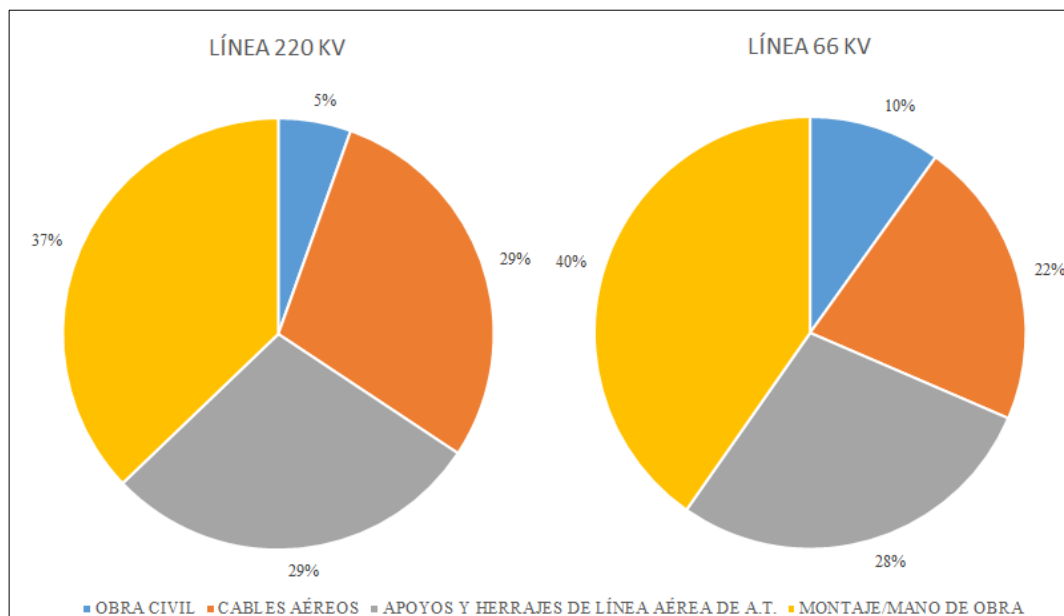


Ilustración 5. Porcentajes coste total Líneas Aéreas Alta Tensión

8 CONCLUSIONES

El presente proyecto ha analizado los criterios técnicos para el diseño de subestaciones y líneas de evacuación en plantas fotovoltaicas de gran tamaño conectadas a red. En función de la potencia pico de la planta, se han propuesto dos soluciones de evacuación:

- Subestación de 200 MW 220/30 kV para una planta fotovoltaica de 200 MWp.
- Subestación de 50 MW 66/30 kV para una planta fotovoltaica de 50 MWp.

En cada uno de los casos estudiados se ha realizado un cálculo técnico de los conductores necesarios, se han revisado los parámetros de diseño en base a Normativa vigente, y se ha propuesto un sistema específico de protección, control y puesta a tierra. Las principales diferencias técnicas observadas entre los dos casos considerados son:

- Mayor tensión y corriente nominal requerida en Alta Tensión para la planta de 200 MWp.
- Mayor intensidad de cortocircuito trifásico en Alta Tensión para la planta de 200 MWp.
- Necesario adecuar el nivel de aislamiento en cada escenario, con las recomendaciones de 460 kV de tensión soportada en maniobra para 200 MWp frente a 140 kV en la planta de 50 MWp.
- En las posiciones de Media Tensión se requiere mayor intensidad nominal de barra cuando la potencia pico de la planta aumenta a 200 MWp.
- De igual modo, los seccionadores y los interruptores de cada caso deben ser revisados específicamente. Por ejemplo, el tipo de mando debe soportar una tensión a frecuencia industrial de 460 kV en el caso de 200 MWp, mientras que dicho valor se puede reducir hasta 140 kV en el caso de 50 MWp.
- Aunque en ambos casos se han considerado transformadores de aceite por ser la tecnología más madura respecto a los transformadores secos, y que mejor seguridad en tasa de fallos aporta al proyecto, las características de ellos deben acondicionarse al tamaño de la planta fotovoltaica. El cálculo realizado ofrece que en el caso de una planta de 200 MWp el transformador debe ser capaz de soportar al menos 460 kV de tensión a frecuencia industrial, mientras que en el caso de una planta fotovoltaica de 50 MWp este parámetro puede reducirse hasta 140 kV. En ambos casos se consideran tres núcleos por transformador, aunque la relación de transformación debe ser diseñada apropiadamente a la energía generada en cada planta: en el caso de 200 MWp el resultado es de 220000: $\sqrt{3}/110$, mientras que en el caso de 50 MWp el mismo cálculo concluye que la relación óptica es 66000: $\sqrt{3}/110$.

Tabla 8-1. Tabla comparativa costes conjunto de instalaciones

	TENSIÓN 220 KV POTENCIA 200 MWp	TENSIÓN 66 KV POTENCIA 50 MWp
01. PARQUE FOTOVOLTAICO	86.034.652,80 €	27.944.134,46 €
02. SUBESTACIÓN	4.400.622,38 €	2.274.365,25 €
03. LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN	2.274.365,25 €	1.751.739,14 €
TOTAL (CON IVA)	92.709.640,43 €	31.970.238,85 €

Se ha realizado un análisis económico básico, dado que un estudio detallado de viabilidad económica requiere un análisis multivariable (geografía del punto de acceso, regulación local eléctrica, estrategias gubernamentales en materia de energía y mercado eléctrico, evolución de costes de materias primas y

componentes eléctricos, etc.). Así pues, se ha presentado en el proyecto el impacto económico que las propuestas técnicas de evacuación diseñadas tienen en dos plantas tipo ubicadas en la provincia de Sevilla. Se ha concluido así que el impacto económico de la línea de evacuación en el proyecto total es aproximadamente un 5% en el caso de una planta fotovoltaica de 50 MWp, pero que se reduce hasta un 2,5% cuando la potencia pico de la planta es 200 MWp. Es evidente que una economía de escala favorece la conexión a red cuando la potencia de la planta aumenta. A nivel de subestación, el componente que experimenta mayor sensibilidad a la escala de potencia del proyecto es el transformador.

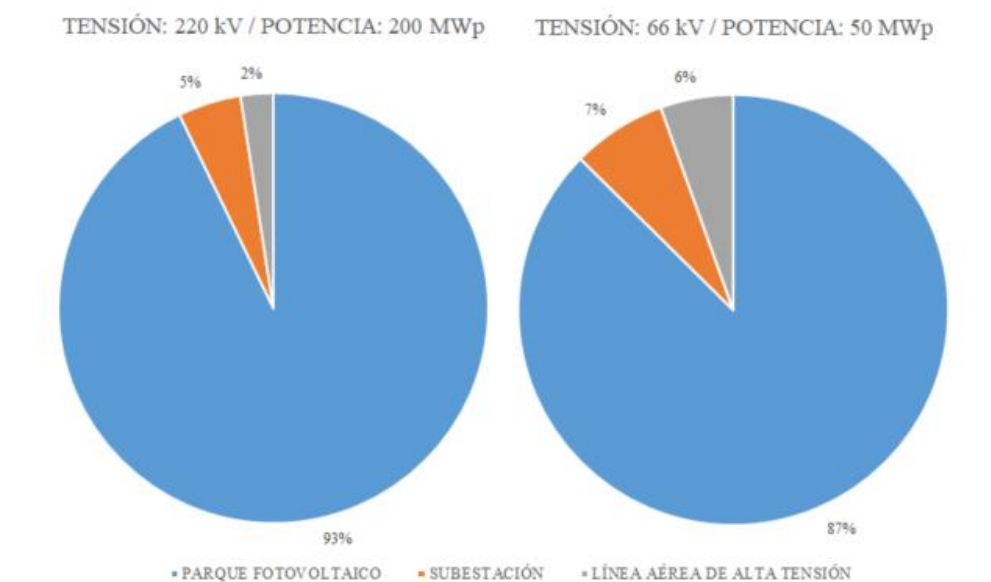


Ilustración 6. Porcentajes coste total conjunto de instalaciones

El análisis económico en la parte de la línea área requerida en cada escenario concluye que la partida de la obra civil en la línea de 66 kV es de 120.300,00 €, mayor que el coste de la línea de 220 kV que es de 90.775,00 €. Esto es debido a que la línea de 66 kV necesita aproximadamente de un apoyo cada 0,25 km mientras que para la línea de 220 kV hay un apoyo cada 0,35 km, ya que ambos tienen diferente cable y el apoyo de 66 kV tiene menor altura. Cuanto mayor tensión, mayor será la altura del apoyo ya que tiene que cumplir la distancia de aislamiento correspondiente a cada tensión. El cable para la línea de 220 kV que evacua 200 MWp será un LA-545 (Cardinal) y para la línea de 66 kV que evacua 50 MWp será un LA-280 (Hawk), el cual tiene menor sección que el Cardinal, ya que no es necesario una sección mayor debido a la tensión y potencia a evacuar. El coste de los cables aéreos para la línea de 220 kV es de 480.000,00 € y para la línea de 66 kV será de 262.500,00 €, principalmente por el tipo de cable, aunque también para 220 kV el coste es mayor, ya que es necesario dos cables de tierra por normativa al tratarse de una línea de 220 kV. Esta partida en función de la potencia a evacuar, tendrá un peso mayor como podemos observar en los porcentajes por partida. Debido a que los apoyos de 220 kV tienen una estructura de mayor altura respecto a los apoyos de 66 kV, el precio de coste para la línea de 220 kV será mayor 474.600,00 €, respecto a los 343.770,00 € de la línea de 66 kV, al tener mayor kg de estructura por apoyo.

El montaje y mano de obra de una línea área de alta tensión, es el mayor coste respecto al total del presupuesto, siendo este alrededor del 40%. Esta partida será mayor cuanto sea la tensión de la línea ya que depende principalmente de la estructura de los apoyos. En este caso a analizar para la línea de 220 kV el coste es de 618.000,00 €, mayor respecto al de la línea de 66 kV de 490.000,00 €, ya que aunque tengo menos apoyos para la línea de 220 kV, se necesita en total más kg de estructuras que para la línea de 66 kV. También influye el número de cables de tierra, que son dos para la línea de 220 kV. Teniendo en cuenta los datos obtenidos tanto del presupuesto como de los porcentajes por partida de las líneas aéreas de alta tensión contempladas en función de la evacuación de los parques fotovoltaicos diseñados, cuanto mayor tensión sea la evacuación al punto de conexión, mayor será el coste de la línea. Esto es principalmente por la parte de obra civil, apoyos y mano de

obra, que es aproximadamente el 70% del coste total, pero también influye la potencia a evacuar, ya que en diseños de alta potencia será necesario un cable aéreo de mayor sección incluso más de un circuito por fase. El precio por kilometro de la línea de 220 kV es de 110.891,70 €/km y para la línea de 66 kV es de 81.104,70 €/km en este caso analizado para una distancia de 15 km, ya que no será el mismo precio cuanto mayor sea la distancia debido al factor económico de escala, pero si será una aproximación.

Como línea de trabajo futuro, se propone un análisis más profundo del análisis de costes considerando diferentes regiones, regulaciones de acceso y políticas/estrategias de generación eléctrica desde fuentes renovables, para determinar la viabilidad técnica y económica de plantas en distintas localizaciones.

9 BIBLIOGRAFÍA

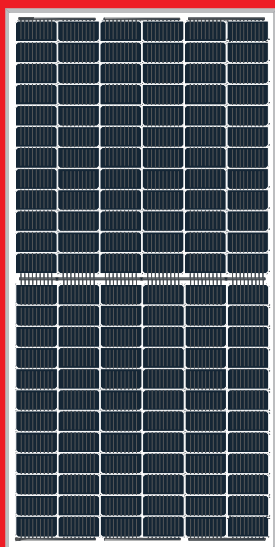
<https://montajesolar.com/modulo-monocristalino-o-policristalino/?reload=383156> [Último acceso online 30/08/2021]

<https://autosolar.es/blog/placas-fotovoltaicas/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino> [Último acceso online 30/08/2021]

<https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica> [Último acceso online 24/08/2021]

<https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares> [Último acceso online 24/08/2021]

<https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conectados-red/32626-inversores-centrales-vs-string.html> [Último acceso online 24/08/2021]



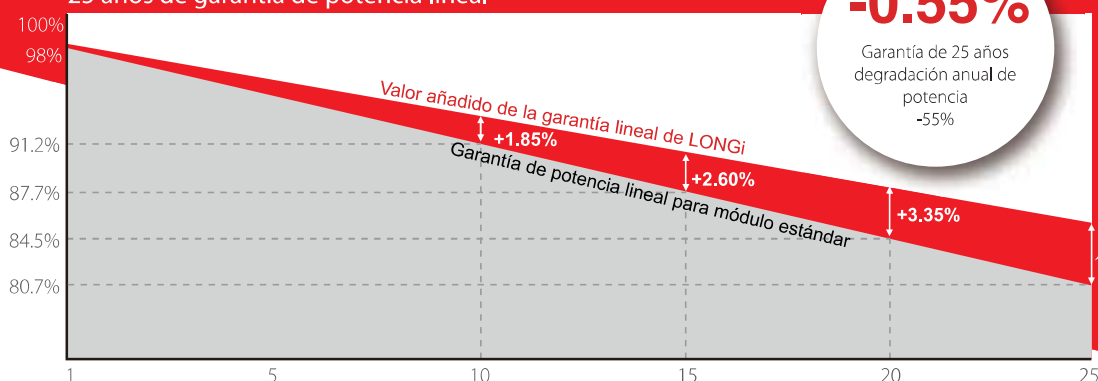
LR4-72HPH 425~455M

Hi-MO 4m

NEW

Mono PERC de baja LID
Alta eficiencia
Tecnología media célula

12 años de garantía de producto;
25 años de garantía de potencia lineal



Certificaciones de producto y de sistema

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: Sistema de gestión de calidad ISO

ISO 14001: 2004: Sistema de gestión ambiental ISO

TS62941: La guía para la calificación del diseño del módulo y la
aprobación de tipo

OHSAS 18001: 2007 Salud y seguridad ocupacional



* Especificaciones sujetas a cambios técnicos y pruebas.
LONGi se reserva el derecho de interpretación.

Tolerancia positiva (0~+5W) garantizada

Alta eficiencia de conversión (hasta 20.9%)

Degradación de potencia más lenta gracias a la tecnología Mono PERC de baja LID; <2% primer año, 0,55% desde el segundo año hasta 25 años

Anti PID gracias a la optimización del proceso de células y a la cuidadosa selección de materiales

Menos pérdidas de energía a baja corriente operativa

Mayor rendimiento a baja temperatura operativa

Menor riesgo de hot spots gracias a la optimización del diseño eléctrico y a la baja temperatura operativa

LONGi

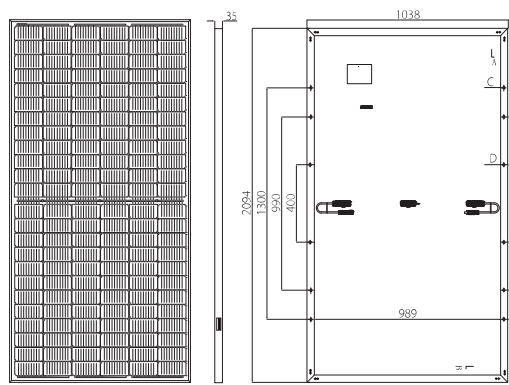
Century Avenue 826, Torre 3 Sala 801, Lujiazui Financial Plaza, Pudong Shanghai
Tel: + 86-21-8016 2606 E-mail: module@longi-silicon.com

Nota: Debido a la innovación técnica y los continuos avances de I+D, los datos técnicos mencionados anteriormente pueden verse modificados en consecuencia. LONGi tiene el derecho exclusivo de realizar dichas modificaciones en cualquier momento sin previo aviso. Para la firma de contratos, la parte solicitante deberá reclamar la última versión de la hoja de datos para hacerla parte vinculante en la documentación legal firmada debidamente por ambas partes.

20200423V11 for EU DG only

LR4-72HPH 425~455M

Diseño (mm)



Datos mecánicos

Distribución de las células: 144 (6×24)
Caja de conexiones: IP68, tres diodos
Cables: 4mm², 1400mm de longitud (for EU DG)
Vidrio: Vidrio templado recubierto de 3.2mm
Marco: Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso: 23.5kg
Dimensión: 2094×1038×35mm
Embalaje: 30 piezas por palet
 150 piezas por 20'GP
 660 piezas por 40'HC

Parámetros operativos

Temperatura de funcionamiento: -40 °C ~ +85 °C
Tolerancia de potencia nominal (W): 0 ~ +5 W
Tolerancia de Voc e Isc: ±3%
Tensión máxima del sistema: DC1500V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible: 20A
Temperatura de Operación Nominal de la célula: 45±2 °C
Categoría de prevención de incendios: Class II
Clasificación de resistencia al fuego: UL tipo 1 o tipo 2

Datos eléctricos

Incertidumbre de Pmax ±3%

Código de producto	LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M		LR4-72HPH-445M		LR4-72HPH-450M		LR4-72HPH-455M	
Condiciones de ensayo	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Tensión de circuito abierto (Voc/V)	48.3	45.3	48.5	45.5	48.7	45.7	48.9	45.8	49.1	46.0	49.3	46.2	49.5	46.4
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	11.23	9.08	11.31	9.15	11.39	9.21	11.46	9.27	11.53	9.33	11.60	9.38	11.66	9.43
Voltaje a potencia máxima (Vmp/V)	40.5	37.7	40.7	37.9	40.9	38.1	41.1	38.3	41.3	38.5	41.5	38.6	41.7	38.8
Corriente a potencia máxima (Imp/A)	10.50	8.42	10.57	8.47	10.64	8.53	10.71	8.59	10.78	8.64	10.85	8.70	10.92	8.75
Eficiencia del módulo (%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

STC (Condiciones de prueba estándar): Irradiancia 1000 W/m², Temperatura de la Célula 25 °C, Espectros a AM1,5

NOCT (Temperatura nominal para células de funcionamiento): Irradiancia 800W/m², Temperatura Ambiente 20 °C, Espectros a AM1,5, Viento a 1m/s

Coefficientes de temperatura

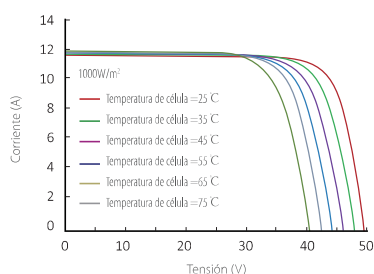
Coefficiente de temperatura en Isc +0.048%/ °C
Coefficiente de temperatura en Voc -0.270%/ °C
Coefficiente de temperatura en Pmax -0.350%/ °C

Carga mecánica

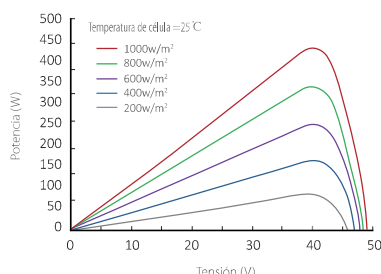
Carga de nieve 5400Pa
Carga de viento 2400Pa
Prueba con piedras de granizo Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s

Curva I-V

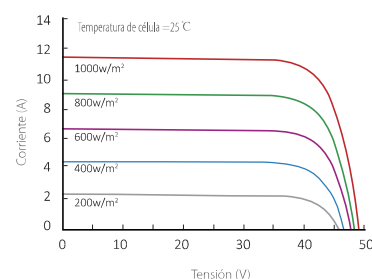
Curva de corriente - tensión (LR4-72HPH-440M)



Curva de potencia - tensión (LR4-72HPH-440M)



Curva de corriente - tensión (LR4-72HPH-440M)



LONGi

Century Avenue 826, Torre 3 Sala 801, Lujiazui Financial Plaza, Pudong Shanghai
 Tel: + 86-21-8016 2606 E-mail: module@longi-silicon.com

Nota: Debido a la innovación técnica y los continuos avances de I+D, los datos técnicos mencionados anteriormente pueden verse modificados en consecuencia. LONGi tiene el derecho exclusivo de realizar dichas modificaciones en cualquier momento sin previo aviso. Para la firma de contratos, la parte solicitante deberá reclamar la última versión de la hoja de datos para hacerla parte vinculante en la documentación legal firmada debidamente por ambas partes.

20200423V11 for EU DG only



HEMK

UTILITY SCALE CENTRAL STRING INVERTER



FIELD REPLACEABLE UNITS



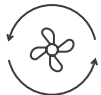
OUTDOOR DURABILITY



BUS PLUS READY SOLAR + STORAGE



NEMA 3R / IP55



ICOOL 3



ACTIVE HEATING



3 LEVEL TOPOLOGY

COMBINING THE BENEFITS OF CENTRAL AND STRING INVERTERS

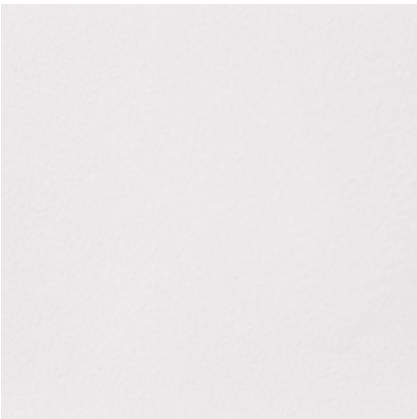
The HEMK is the second generation 1500V inverter, based on the more than proven HEC V1500. This modular solar inverter offers the advantages of both central and string inverters. Reaching a very high power density, and an output power of 3.8 MW at 40°C, it is available in 6 different AC voltages, providing the flexibility to choose the best solution for each PV plant. The power stage architecture, composed of six field replaceable units (FRU), is designed to provide the highest availability and optimize yield production.

The Bus Plus ready feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits.

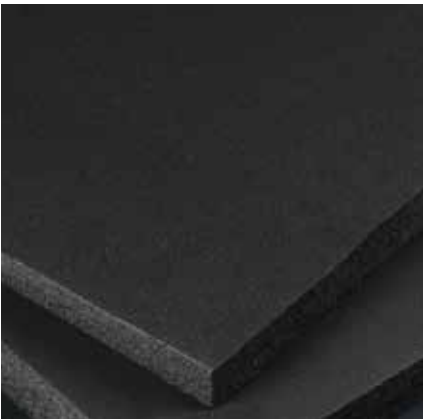
The innovative iCOOL3 cooling system allows the HEMK to be installed in the harshest environments, thanks to a degree of protection of up to IP55. This advanced air-cooling system, reduces the OPEX cost compared to other cooling solutions, that need the use of complex liquid-cooling systems.

The HEMK has been designed to be the lowest LCOE solution in the market in solar applications.

ROBUST DESIGN



Polymeric Painting



Closed-Cell Insulation



Galvanized Steel | Stainless Steel (Optional)

HEMK inverter modules have a design life of greater than 30 years of operation in harsh environments and extreme weather conditions. HEMK units are tested and ready to withstand conditions from the frozen Siberian tundra to the Californian Death Valley, featuring:

Totally sealed electronics cabinet protects electronics against dust and moisture.

Conformal coating on electronic boards shields PCBs from harsh atmospheres.

Temperature and humidity controlled active heating prevents internal water condensation.

C4 degree of protection according to ISO 12944.
Up to C5-M optional.

Closed-Cell insulation panel isolates the cabinet from solar heat gains.

Roof cover designed to dissipate solar radiation, reduce heat build-up and avoid water leakages.

The solid HEMK structure avoids the need of additional external structures.

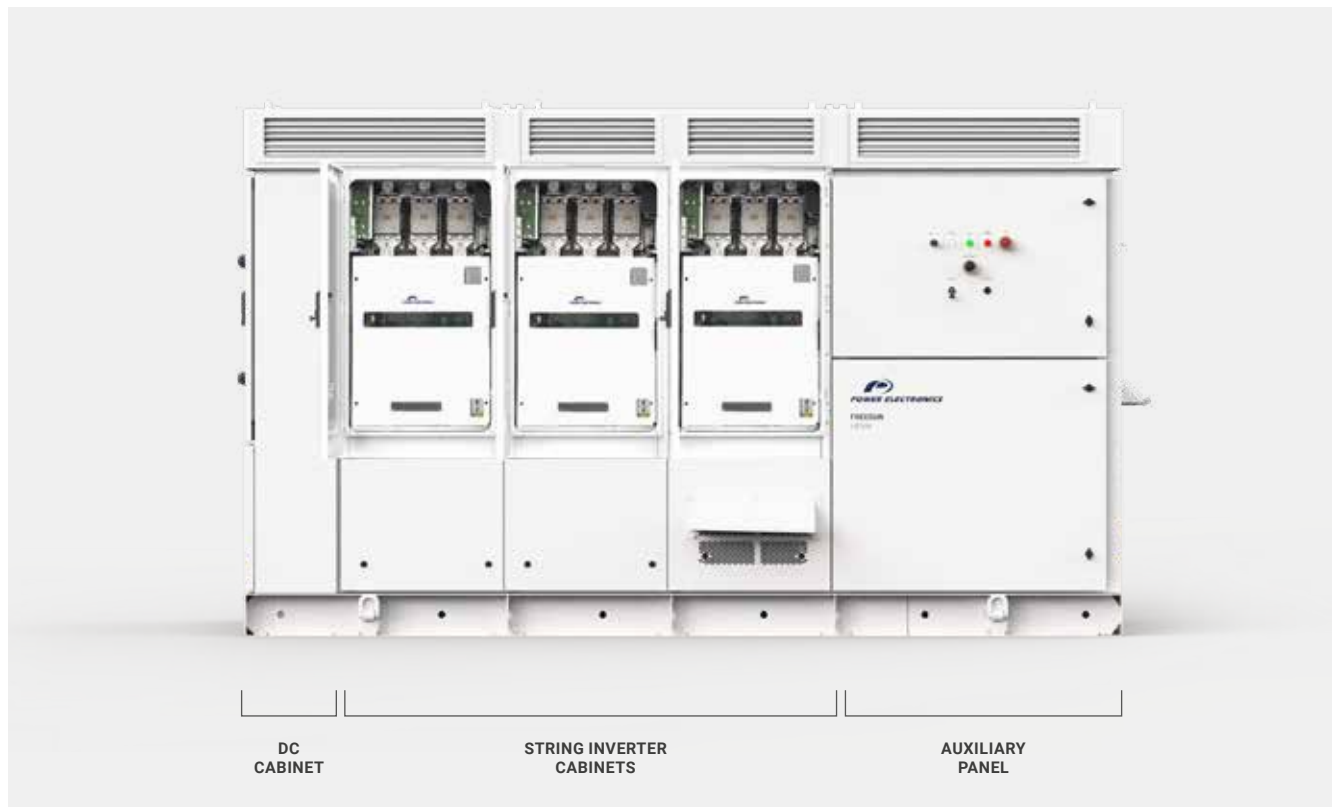
Random units selected to pass a Factory Water Tightness Test ensuring product quality.

NEMA 3R / IP55.

COMPACT DESIGN - EASY TO SERVICE

By providing full front access the HEMK series simplifies the maintenance tasks, reducing the MTTR (and achieving a lower OPEX). The total access allows a fast swap of the FRUs without the need of qualified technical personnel.

With the HEMK, Power Electronics offers its most compact solution, achieving 3.8 MW in just 12ft long, reducing installation costs and labor time, and therefore will minimize the LCOE.



STRING CONCEPT POWER STAGES

The HEMK combines the advantages of a central inverter with the modularity of the string inverters. Its power stages are designed to be easily replaceable on the field without the need of advanced technical service personnel, providing a safe, reliable and fast Plug&Play assembly system.

Following the modular philosophy of the Freesun series, the HEMK is composed of 6 FRUs (field replaceable units), where all the power stages are physically joined in the DC side and therefore, in the event of a fault, the faulty module is taken off-line and its power is distributed evenly among the remaining functioning FRUs.



INNOVATIVE COOLING SYSTEM

Based on more than 3 years of experience with our MV Variable Speed Drive, the iCOOL3 system allows to get IP55 degree of protection in an outdoor solar inverter. iCOOL3 delivers a constant stream of clean air to the FRUs, being the most effective way of reaching up to IP55 degree of protec-

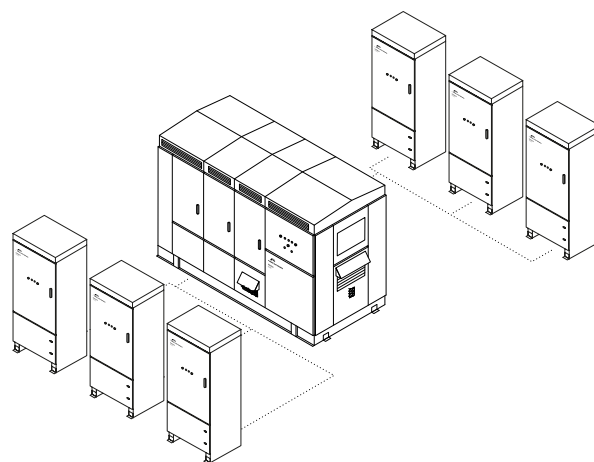
tion, without having to maintain cumbersome dust filters or having to use liquid-cooling systems, avoiding the commonly known inconveniences of it (complex maintenance, risk of leaks, higher number of components...), therefore resulting in an OPEX cost reduction and a LCOE improvement.



BUS PLUS READY - SOLAR + STORAGE

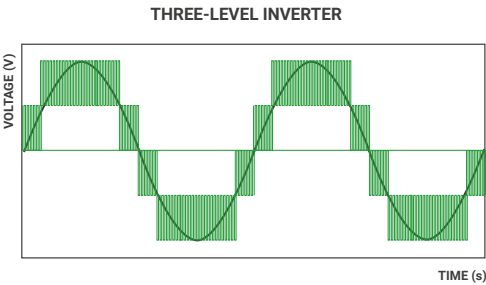
The Bus Plus feature allows the connection of up to six Freemaq DC/DC converters. It is the most cost competitive solution for solar-plus-storage retrofits. It prevents from additional connections out of the inverter between the DC/DC converters and the PV field. This solution provides considerable savings in CAPEX.

Power Electronics Freemaq DC/DC is a modular outdoor solution available from 500 kW to 3000 kW, fully compatible with different battery technologies and manufacturers. Freemaq DC/DC converter allows clipping energy recovery that will boost customer revenues and avoids the installation of additional station with a dedicated MV transformer.



MULTILEVEL TOPOLOGY

The multilevel IGBT topology is the most efficient approach to manage high DC link voltages and makes the difference in the 1,500 Vdc design. Power Electronics has many years of power design in both inverters and MV drives and the HEMK design is the result of our experience with 3 level topologies. The 3 level IGBT topology reduces stage losses, increases inverter efficiency and minimizes total harmonic distortion. High efficiency to deliver the lowest LCOE.



VAR AT NIGHT

At night, in case of solar applications, the HEMK inverter can shift to reactive power compensation mode. The inverter can respond to an external dynamic signal, a Power Plant Controller command or pre-set reactive power level (kVAr).

ACTIVE HEATING

At night, when the unit is not actively exporting power, the inverter can import a small amount of power to keep the inverter internal ambient temperature above -20°C, without using external resistors.

This autonomous heating system is the most efficient and homogeneous way to prevent condensation, increasing the inverters availability and reducing maintenance. **PATENTED**

EASY TO MONITOR

The Freesun app is the easiest way to monitor the status of our inverters. All our inverters come with built-in wifi, allowing remote connectivity to any smart device for detailed updates

and information without the need to open cabinet doors.

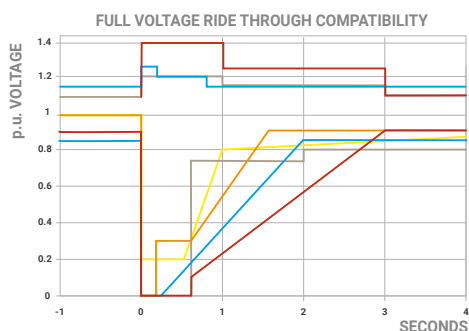
The app user-friendly interface allows quick and easy access to critical information (energy registers, production and events).

AVAILABLE INFORMATION	Grid and PV field data, inverter and power module data (voltages, currents, power, temperatures, I/O status...), weather conditions, alarms and warnings events, energy registers. Others.
FEATURES	Easy Wireless connection. Comprehensive interface. Real time data. Save and copy settings.
LANGUAGE	English, Spanish.
SYSTEM REQUIREMENTS	iOS or Android devices.
SETTINGS CONTROL	Yes.

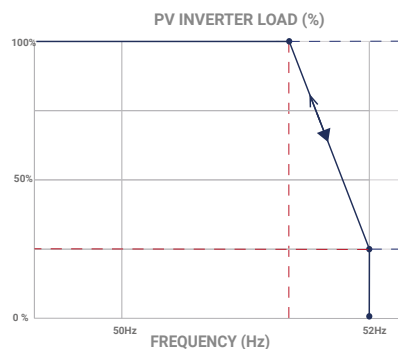


DYNAMIC GRID SUPPORT

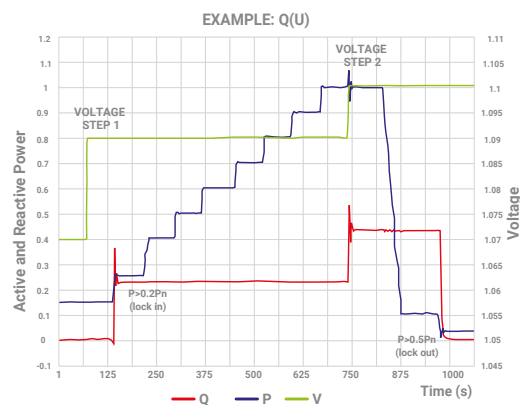
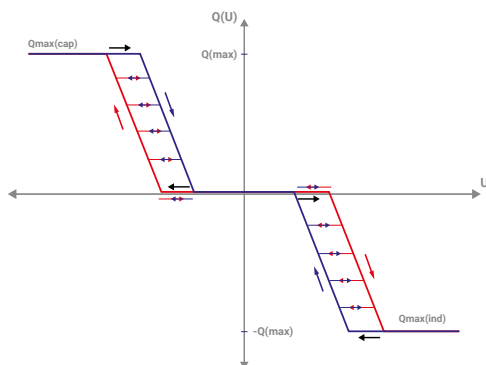
HEMK firmware includes the latest utility interactive features (LVRT, OVRT, FRS, FRT, Anti-islanding, active and reactive power curtailment...), and can be configured to meet specific utility requirements.



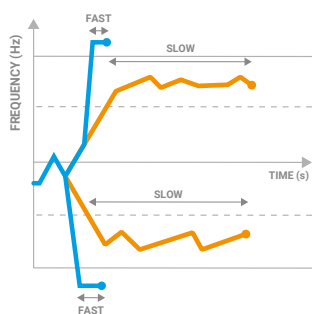
Low Voltage Ride Through (LVRT or ZVRT). Inverters can withstand any voltage dip or profile required by the local utility. In this situation, the inverter can inject current up to the nominal value.



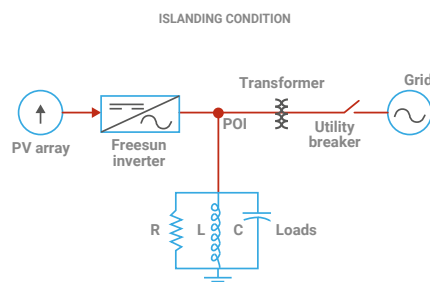
Frequency Regulation System (FRS). Frequency droop algorithm curtails the active power along a preset characteristic curve supporting grid stabilization.



Q(V) curve. It is a dynamic voltage control function which provides reactive power in order to maintain the voltage as close as possible to its nominal value.



Frequency Ride Through (FRT). Freesun solar inverters have flexible frequency protection settings and can be easily adjusted to comply with future requirements.



Anti-islanding. This protection combines passive and active detection methods that eliminate nuisance tripping and allow to comply with the IEC 62116 and IEEE 1547 standards.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 690V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2445K	FS3670K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2445
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2530
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	690V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	976V-1500V
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	976V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.87%
	Euroeta (η)	98.48%
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[6]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{S(kVA)^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 660V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2340K	FS3510K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2340
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2420
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	660V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	934V-1500V
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	934V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.84%
	Euroeta (η)	98.48%
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[6]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar) = \sqrt{(S(kVA))^2 - P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 645V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2285K	FS3430K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2285
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2365
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	645V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	913V-1500V
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	913V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.81%
	Euroeta (η)	98.43%
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[6]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{S(kVA)^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 630V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2235K	FS3350K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2235
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2310
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	630V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	891V-1500V
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	891V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.79%
	Euroeta (η)	98.42%
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[6]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar) = \sqrt{(S(kVA))^2 - P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 615V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2180K	FS3270K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2180
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2255
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	615V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	870V-1500V
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	870V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.79%
	Euroeta (η)	98.41%
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[6]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{S(kVA)^2-P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 600V

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2125K	FS3190K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2125
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2200
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	600V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC) @35°C ^[4]	849V-1500V
	MPPt @full power (VDC) @50°C ^[4]	849V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[5]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[5]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[5]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.78%
	Euroeta (η)	98.39%
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[6]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.

Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVar) = \sqrt{(S(kVA))^2 - P(kW)^2}$.

[4] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

[5] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.

[6] Readings taken 1 meter from the back of the unit.



MV SKID

UTILITY SCALE SOLAR STATION



TURN-KEY SOLUTION



HIGH RELIABILITY



EASY TO INSTALL



OUTDOOR DURABILITY

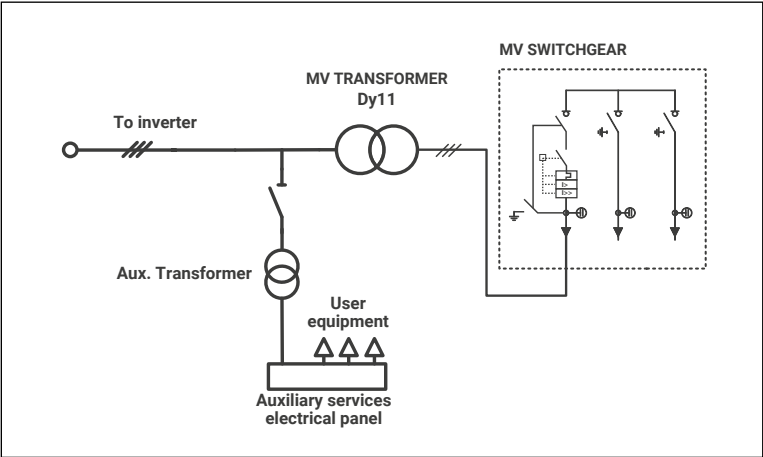
SIMPLIFY YOUR COMMISSIONING WITH THE MOST COMPETITIVE SOLUTION INTEGRATED WITH ALL THE MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT

The MV Skid is a compact turnkey outdoor platform made from high resistance galvanized steel with all the medium voltage equipment integrated, including an outdoor power transformer, MV switchgear, oil tank, filter and built in fast power connection to any HEMK solar inverter. With between 600 V - 690 V in the low voltage range and 12 kV to 36 kV in the high voltage range, this compact platform achieves power outputs between 2125 kVA and 3800 kVA.

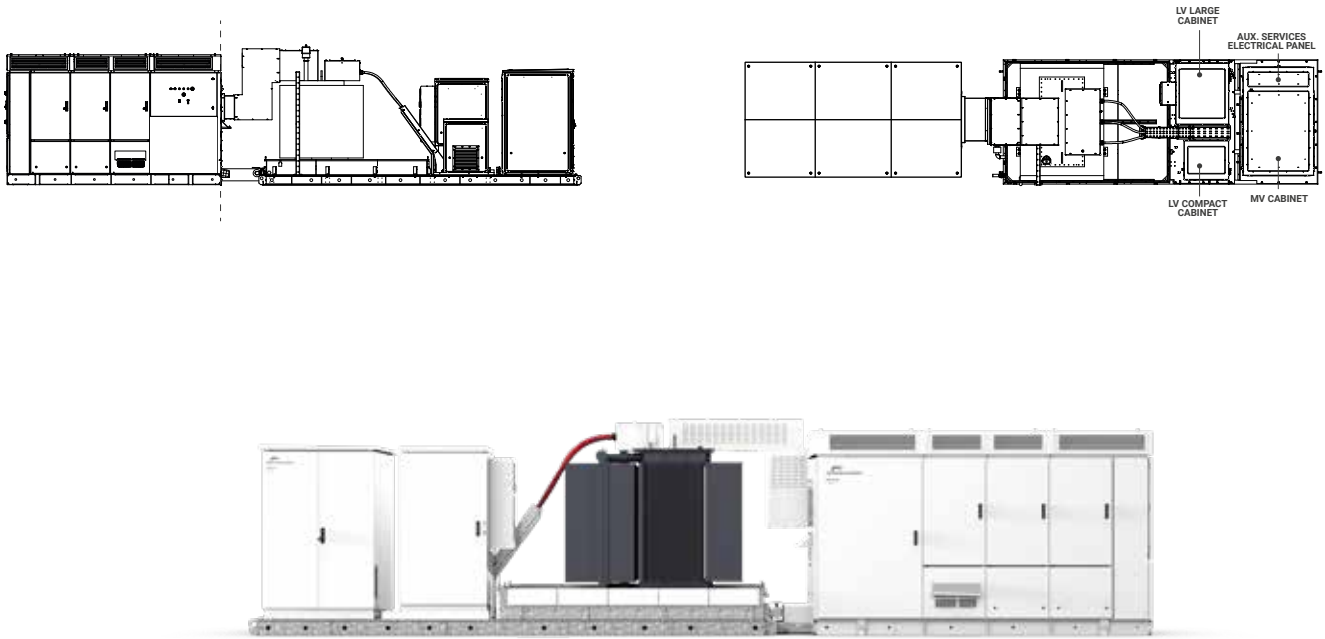
This compact solution also allows the installation of a low voltage cabinet that is fully configurable to the customer needs as well as different types of cells and even an enclosure fence among other options. The MV SKID simplifies the project design of the PV plant, reducing installation costs and the amount of resources needed. The benefits of the MV Skid and the fact that it is also easier to transport and deliver into remote sites makes it the optimal solution for EPC's (engineering, procurement and construction).

MODEL NUMBERS AND OPERATIONAL DIAGRAM

REFERENCE	RATED POWER @50°C (kVA)
MVS2125[]	2125
MVS2180[]	2180
MVS2235[]	2235
MVS2285[]	2285
MVS2340[]	2340
MVS2445[]	2445
MVS3190[]	3190
MVS3270[]	3270
MVS3350[]	3350
MVS3430[]	3430
MVS3510[]	3510
MVS3670[]	3670



SECTION



TECHNICAL CHARACTERISTICS

MV SKID

MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	Rated power range @50°C	2125 kVA - 3670 kVA
	Rated power range @40°C	2200 kVA - 3800 kVA
	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Type of tank	Hermetically oil-sealed
	Cooling	ONAN
	Vector group	Dy11
	Transformer protection	Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing. Monitoring of dielectric level decrease. PT100 optional.
	Oil retention tank	Integrated with hydrocarbon filter
	Transformer index of protection	IP54
	Switchgear configuration	Double feeder (2L)
	Switchgear protection ^[1]	Automatic circuit breaker (V)
CONNECTIONS	Inverter AC connection	Close coupled solution (Plug & Play)
	LV protection	Circuit breaker included in the inverter
	HV AC wiring	MV bridge between transformer and protection switchgear prewired
ENVIRONMENT	Ambient temperature ^[2]	-10°C...+50°C (T>50°C power derating)
	Maximum altitude (above sea level)	Customizable
	Relative humidity	4% to 95% non condensing
MECHANICAL CHARACTERISTICS	Skid dimensions (WxHxD) mm ^[3]	5780 x 2340 x 2240
	Skid weight with MV equipment ^[1]	< 11 Tn
	Oil retention tank material	Galvanized steel
	Skid material	Galvanized steel
	Cabinet type	Outdoor
	Anti-rodent protection	✓
AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL	Auxiliary supply ^[1]	400 V (3-phase), 50/60 Hz
	User power supply available	5 kVA / 20 kVA / 40 kVA
	Cabinet type	Outdoor
	Cooling	Air
	Auxiliary supply protection	✓
	Communication ^[4]	Ethernet (fiber optic or RJ45)
OTHER EQUIPMENT	UPS system ^[5]	1 kW (30 minutes) - 20 kW (20 minutes)
	Safety mechanism	Interlocking system
	Safety perimeter	Transformer access protection fence
	Backfeed tracker supply	Optional
	Emergency lighting	1h autonomy
	Fire extinguishing system (transformer accessory)	Optional
	LV revenue grade meter	For inverter output / for customer auxiliary supply
	I/O interface	Digital I/O, analog I/O
STANDARDS	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

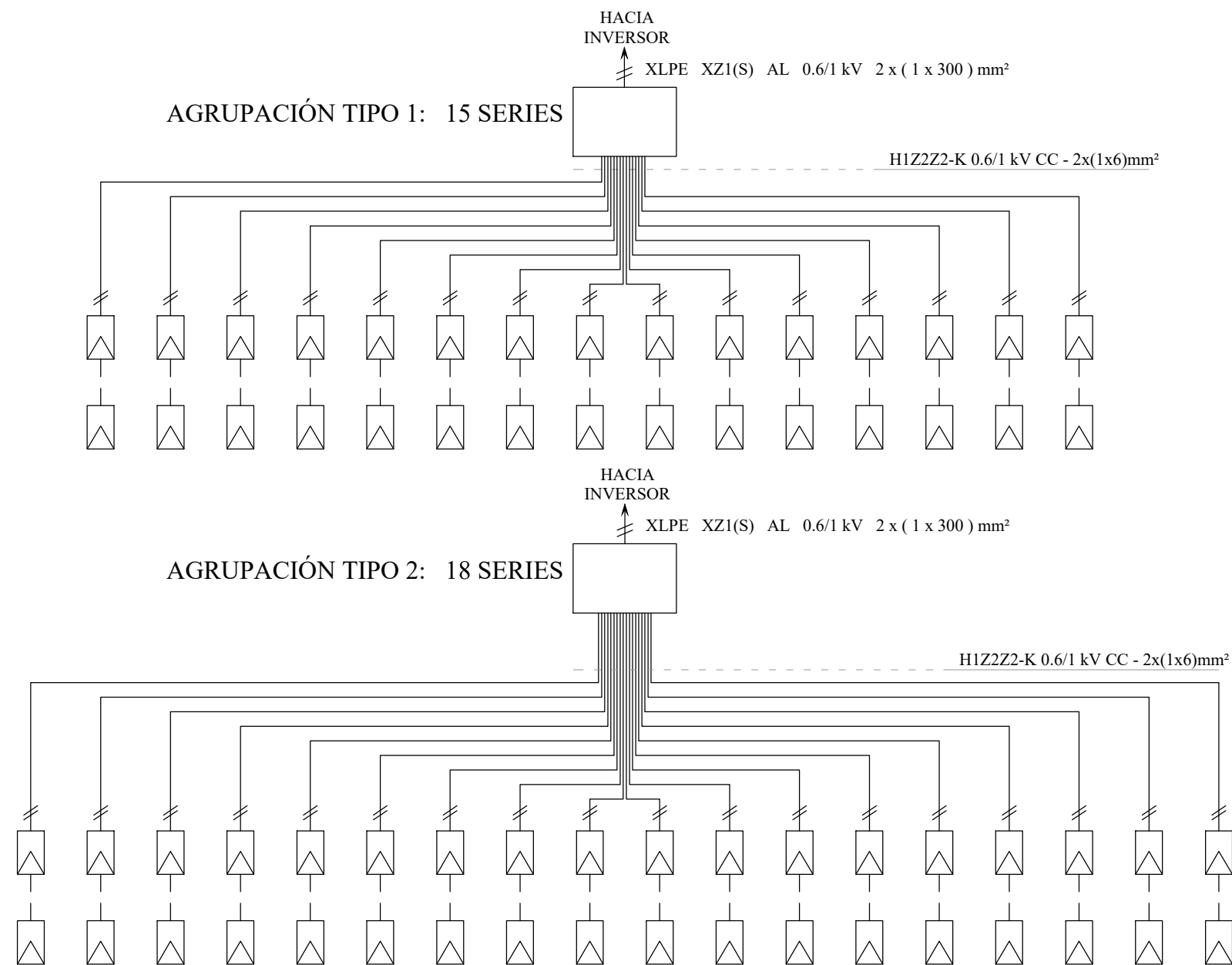
[1] Depending on customer configuration.

[2] For lower temperatures, consult Power Electronics.

[3] 2515 mm high with the cover for the LV terminals.

[4] By demand.

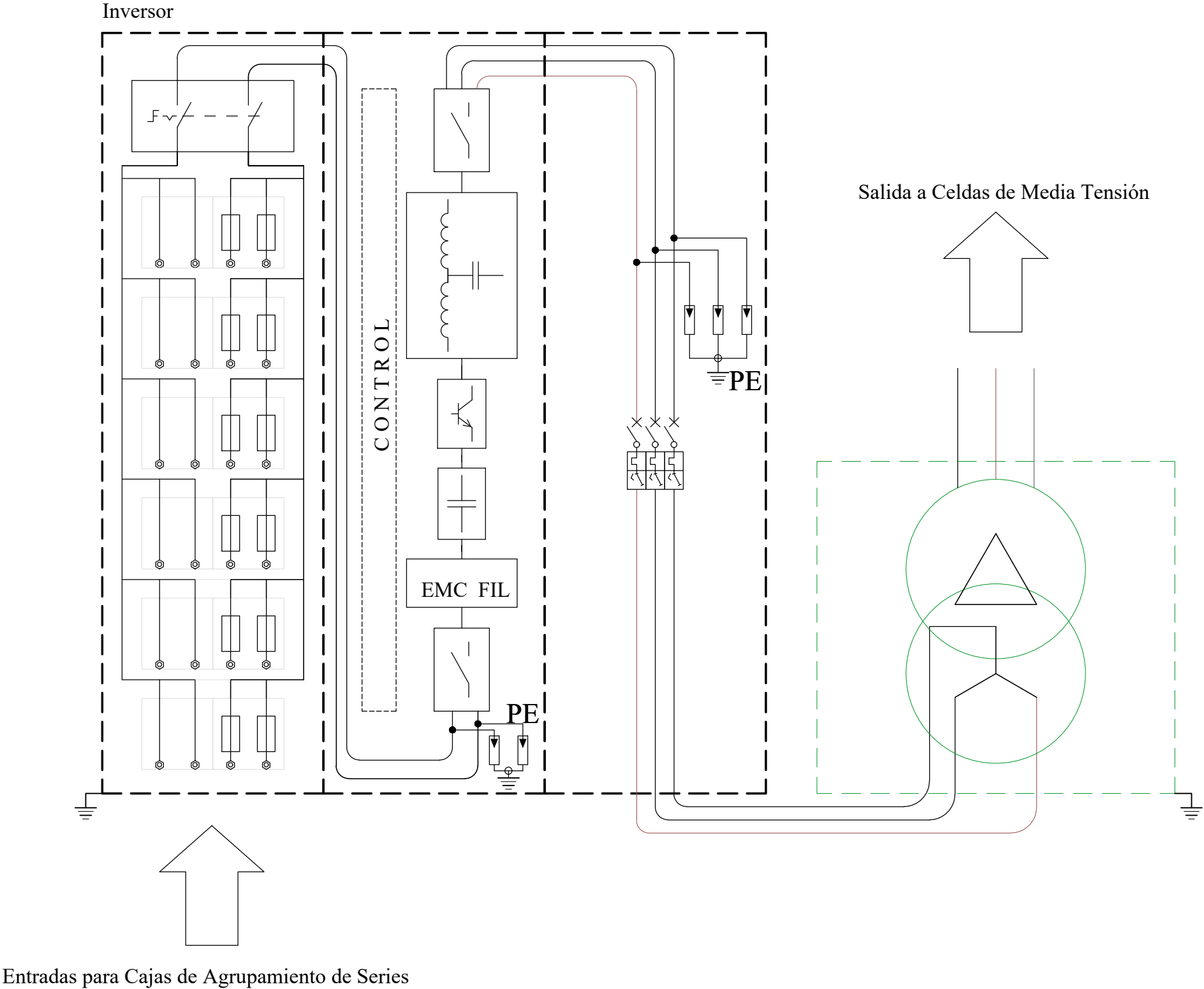
[5] Optional. For additional information of available configurations, consult Power Electronics.

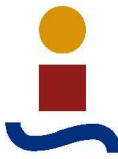



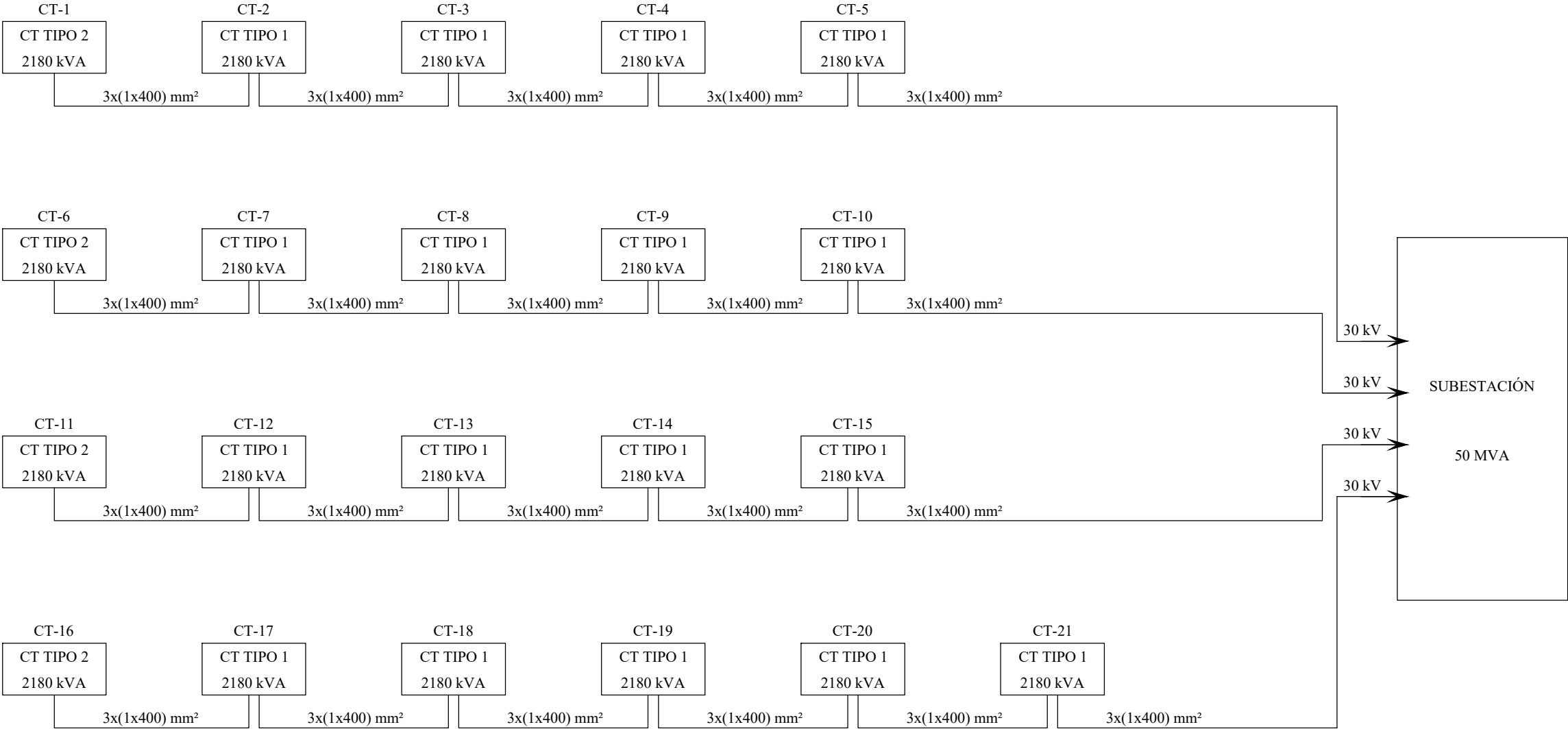
LEYENDA		
SIMBOLO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
	SERIE DE MÓDULOS (STRING)	CABLE QUE RECOGE 28 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS HASTA SU LLEGADA A LA CAJA DE AGRUPAMIENTO.
	CAJA DE AGRUPAMIENTO DE SERIES	EQUIPO DONDE SE CONECTAN LAS SERIES DE MÓDULOS.

AUTOR:		FRANCISCO JAVIER MARTÍNEZ GARCÍA	
PROYECTO:		PLANTA SOLAR 200MWp/50MWp	
DENOMINACIÓN:		ESQUEMA UNIFILAR BAJA TENSIÓN CORRIENTE CONTINUA	
FICHERO:		HOJA Nº:	
ANEXO 4		01 DE 01	
NºPLANO:	ESCALA:	PROYECCIÓN:	ORIGINAL:
01	S/E		A3

Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA





AUTOR:		FRANCISCO JAVIER MARTÍNEZ GARCÍA		<div></div> <div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div>			
PROYECTO:		PLANTA SOLAR 200MWp/50MWp					
DENOMINACIÓN:		ESQUEMA UNIFILAR BAJA TENSIÓN CORRIENTE ALTERNA					
FICHERO:		HOJA Nº:	NºPLANO:	ESCALA:	PROYECCIÓN:	ORIGINAL:	
ANEXO 5		01 DE 01	02	S/E		A3	

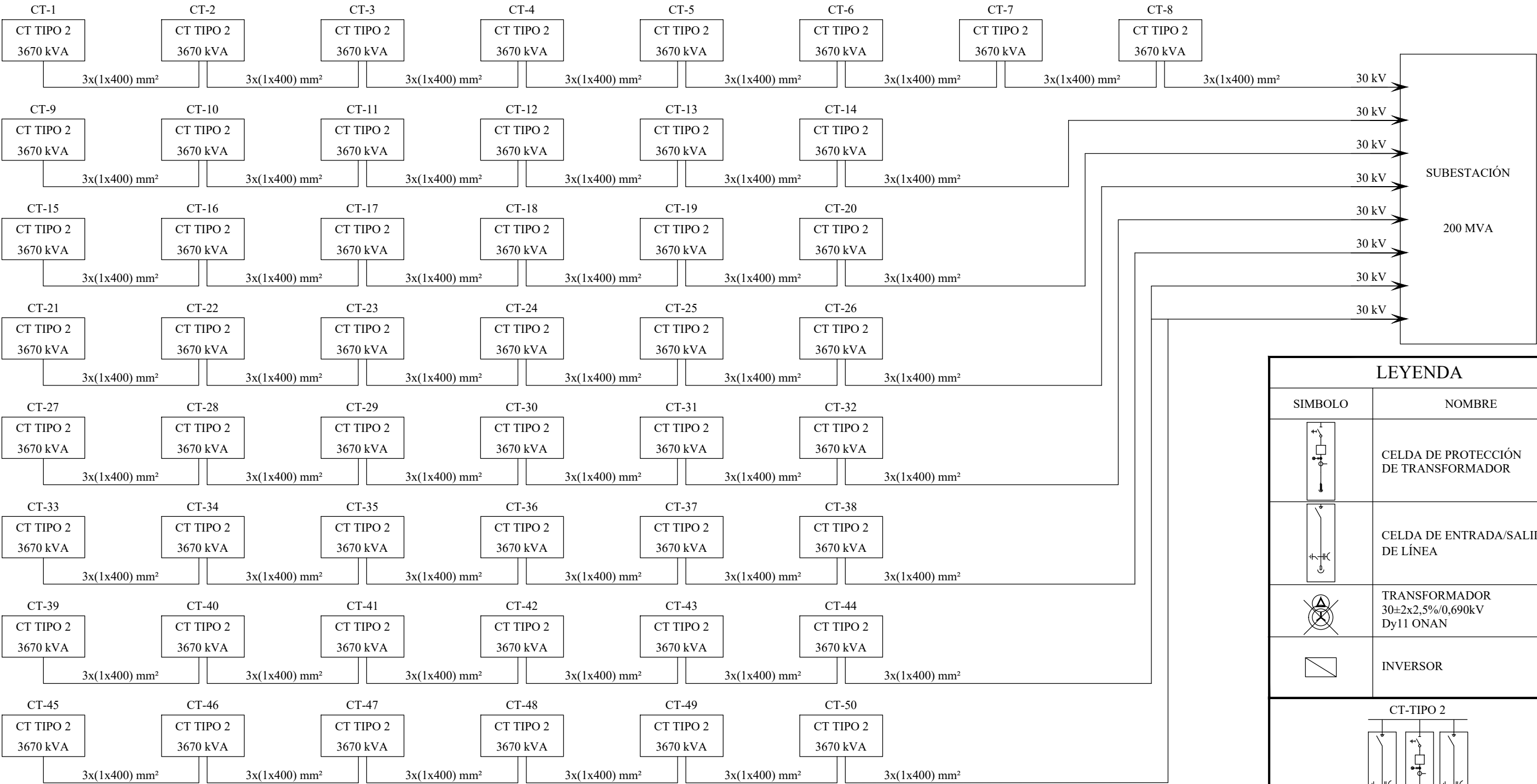


LEYENDA

SIMBOLO	NOMBRE
	CELDA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR
	CELDA DE ENTRADA/SALIDA DE LÍNEA
	TRANSFORMADOR 30±2x2.5%/0,615kV Dy11 ONAN
	INVERSOR

CT-TIPO 1



AUTOR:		FRANCISCO JAVIER MARTÍNEZ GARCÍA		<div><div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div></div>			
PROYECTO:							
PLANTA SOLAR 50MWp							
DENOMINACIÓN:							
ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN							
FICHERO:		HOJA Nº:		NºPLANO:	ESCALA:	PROYECCIÓN:	ORIGINAL:
ANEXO 6		01 DE 01		03	S/E		A3

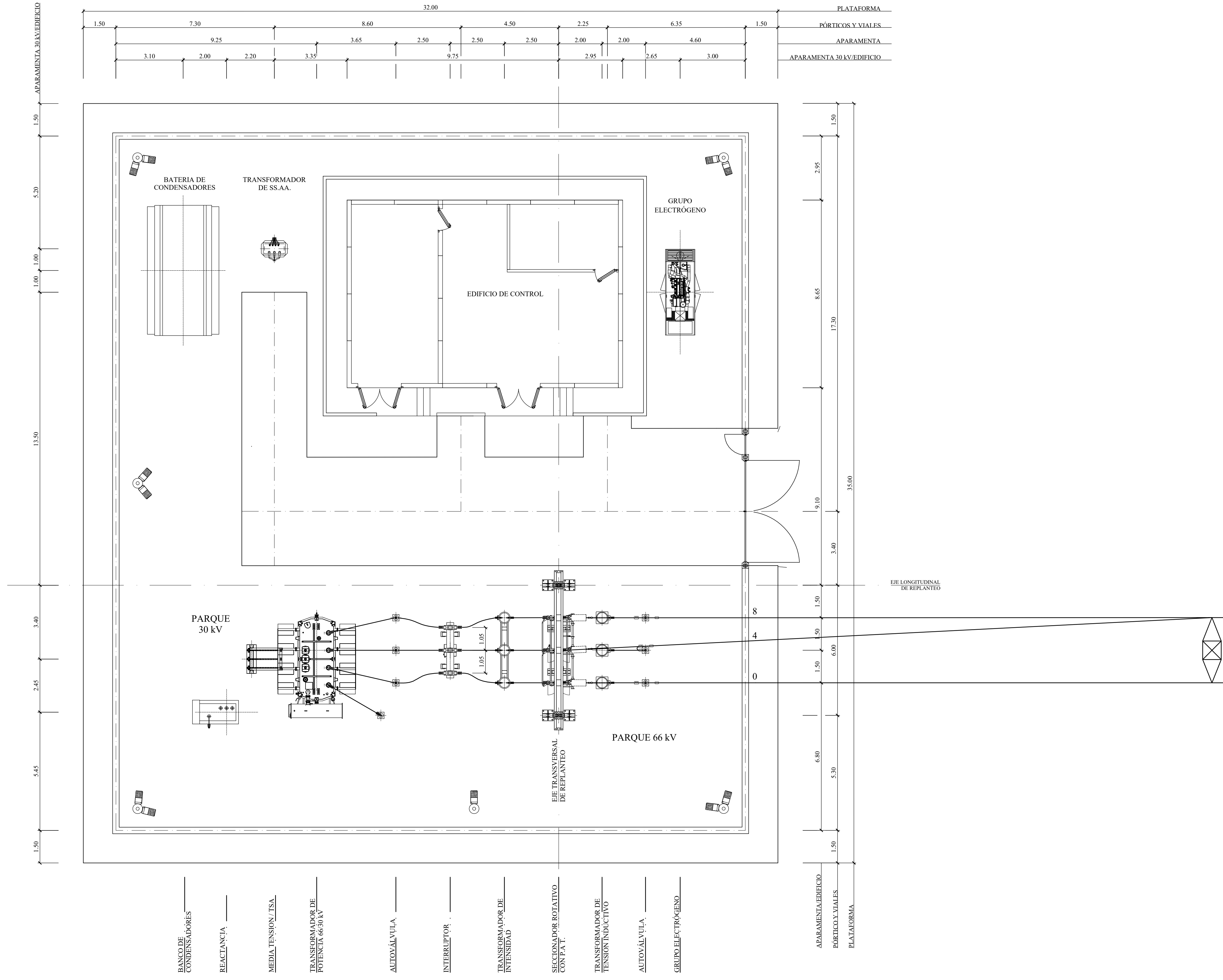


LEYENDA

SIMBOLO	NOMBRE
	CELDA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR
	CELDA DE ENTRADA/SALIDA DE LÍNEA
	TRANSFORMADOR 30±2x2,5%/0,690kV Dy11 ONAN
	INVERSOR

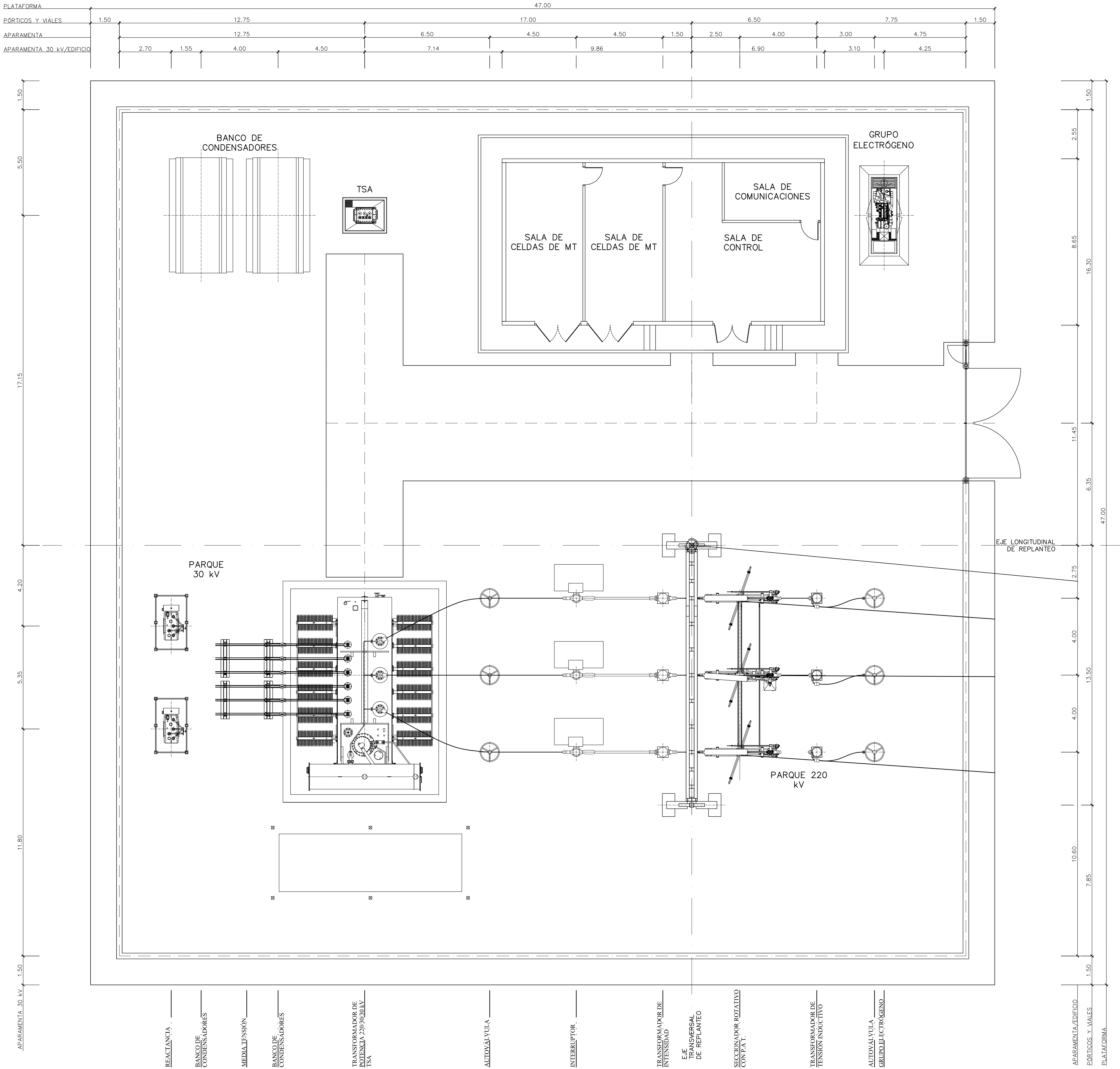
CT-TIPO 2

AUTOR:		FRANCISCO JAVIER MARTÍNEZ GARCÍA		<div><div></div><div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div></div>			
PROYECTO:							
PLANTA SOLAR 200MWp							
DENOMINACIÓN:							
ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN							
FICHERO:		HOJA Nº:		NºPLANO:	ESCALA:	PROYECCIÓN:	ORIGINAL:
ANEXO 7		01 DE 01		04	S/E		A3



NOTAS:
1.DIMENSIONES EN METROS.

AUTOR:	FRANCISCO JAVIER MARTÍNEZ GARCÍA				
PROYECTO:	SUBESTACIÓN 50 MW 66/30 kV				
DENOMINACIÓN:	PLANTA GENERAL				
FICHERO:	ANEXO 8				
HOJA Nº:	01 DE 01	Nº PLANO:	05	ESCALA:	1:100
		PROYECCIÓN:			ORIGINAL:
				A1	



NOTAS:

1. DIMENSIONES EN METROS.

AUTOR: FRANCISCO JAVIER MARTÍNEZ GARCÍA

PROYECTO: SUBESTACIÓN 200 MW 220/30 kV

DENOMINACIÓN: PLANTA GENERAL

FICHERO: ANEXO 9

HOJA Nº: 01 DE 01

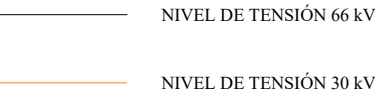
Nº PLANO: 06

ESCALA: 1:100

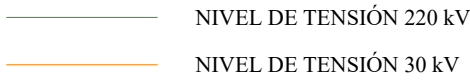
PROYECCIÓN:




ORIGINAL: A1

Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA



HOJA N°:
01 DE 01



AUTOR: FRANCISCO JAVIER MARTÍNEZ GARCÍA		 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA				
PROYECTO: SUBESTACIÓN 200MW 220/30 kV						
DENOMINACIÓN: ESQUEMA UNIFILAR						
FICHERO: ANEXO 11		HOJA N.º: 01 DE 01	Nº PLANO: 08	ESCALA: S/E	PROTECCIÓN:  	ORIGINAL: A1